

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Sciences économiques**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Sylvain ROSSIAUD

Thèse dirigée par **Catherine Locatelli**

Préparée au sein du laboratoire **Economie du développement durable et de l'énergie (EDDEN-LEP2, FRE 3389 CNRS)**

École Doctorale de Sciences économiques (ED n°300)

L'évolution de la structure de gouvernance pétrolière russe. Une interprétation en termes néo-institutionnels

Thèse soutenue publiquement le **20 septembre 2012**, devant le jury composé de :

M. Sadek BOUSSENA (Président du jury)

Professeur associé, EDDEN-LEP2, CNRS, Université Pierre Mendès France, Grenoble

M. Patrick CRIQUI

Directeur de recherche CNRS, Directeur du laboratoire EDDEN-LEP2, CNRS, Université Pierre Mendès France, Grenoble

Mme Catherine LOCATELLI (Directrice de thèse)

Chargée de recherche CNRS, HDR, EDDEN-LEP2, CNRS, Université Pierre Mendès France, Grenoble

M. Øystein NORENG

Professeur, Norwegian Business School

M. Jacques PERCEBOIS (Rapporteur)

Professeur, Université Montpellier I

M. Jacques SAPIR (Rapporteur)

Directeur d'études, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales



Remerciements

Mes premiers remerciements vont bien sûr aux membres du jury qui ont accepté de lire et d'évaluer le résultat final de ce travail. Le processus est souvent plus important que le résultat et l'achèvement de ma thèse tient beaucoup, si ce n'est totalement, aux soutiens, sous diverses formes, qui m'ont été apportés. Sur ce point, je remercie sincèrement Catherine Locatelli qui a *réellement* assuré son rôle de directrice de thèse du début à la fin. Les quelques personnes qui liront cette thèse verront qu'elle lui doit beaucoup. Je tiens également à remercier Mehdi Abbas dont les enseignements, les conseils et les mises au point ont été décisifs, depuis mes premières années universitaires jusqu'à la conclusion de ma thèse. Je remercie l'ensemble des membres du laboratoire EDDEN, en particulier son directeur, Patrick Criqui, pour m'avoir offert des conditions de travail propices au bouclage de cette thèse. Je ne peux pas, et ne veux d'ailleurs pas, passer sous silence les aides que m'ont offertes Danièle Revel (merci pour la relecture minutieuse), Céline Rival (merci pour avoir géré mes problèmes administratifs), Danielle Martin-Alenda et Eric Quétaud. Je souhaite les remercier. Enfin, je remercie Arild Moe pour son accueil au sein du *Fridtjof Nansen Institut* à Oslo et pour les discussions informelles sur l'industrie pétrolière russe dans la pénombre des midis norvégiens.

A la fin d'un travail de thèse, le temps des remerciements est également celui des excuses. Tout d'abord, Je les adresse à mes amis, doctorants et autres, qui ont été là et qui, malheureusement, ont également accepté que je ne sois plus là durant certaines périodes. Je pense notamment à Pierrick, Nono, Nadir, Mik, Gauthier, Martin, Van, Julie, Thomas, Raul et Nuno, ainsi qu'à mon cher et dévoué collègue de bureau avec qui j'ai partagé certains moments importants. Mes excuses vont ensuite à ma famille, surtout à mes parents, à mon frère, Delphine et mes nièces, qui n'ont souvent reçu, en retour de leur soutien constant, que ma mauvaise humeur. Elles vont aussi à ma grand-mère dont j'ai négligé de répondre, pour un temps, à ses dix appels téléphoniques quotidiens et, ce qui aurait pu avoir des conséquences plus dramatiques, de faire ses courses. Enfin, mes excuses vont à Fer pour qui cette thèse aura été l'occasion de parfaire son éducation en procrastination durant les week ends qu'elle a dû passer en solitaire avec moi.

L'université et la faculté n'entendent donner ni approbation, ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

Résumé

Cette thèse traite de l'évolution du cadre organisationnel et institutionnel de l'industrie pétrolière russe durant la période 1992-2012. Son objectif est de caractériser et d'interpréter l'accroissement du rôle des compagnies pétrolières à capitaux majoritairement publics, Rosneft et Gazpromneft, dans les opérations de l'amont pétrolier qui est observé depuis le milieu des années 2000. Jusqu'alors, le niveau de production de ces compagnies était demeuré marginal depuis le programme de privatisation mis en œuvre au début du processus de transition.

Pour ce faire, nous mobilisons le cadre théorique de la Nouvelle économie institutionnelle (NEI). Son apport à notre recherche est double. Tout d'abord, il permet une analyse comparative des différentes structures de gouvernance pétrolière, c'est-à-dire des modes alternatifs d'organisation des opérations de l'amont pétrolier. Ensuite, il offre des outils permettant de mettre en évidence les interactions entre ces derniers et l'environnement institutionnel des pays au sein desquels ils sont mis en œuvre.

Dans ce cadre théorique de la NEI, notre thèse soutient que le rôle accru des compagnies pétrolières publiques russes marque le passage d'une *structure de gouvernance pétrolière libérale* à une *structure de gouvernance pétrolière hybride*. Cela doit être interprété comme la réponse faisable, de la part des autorités fédérales, à l'incohérence existant entre la structure de gouvernance pétrolière libérale définie au début du processus de transition et l'environnement institutionnel prévalant en Russie.

Du début des années 1990 jusqu'au milieu des années 2000, cette incohérence s'entend au sens où l'environnement institutionnel de la Russie empêche l'effectivité des contrats (licences, accords de partage de la production, fiscalité) encadrant la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier entre l'Etat et les compagnies pétrolières privées. Du point de vue des autorités russes, deux problèmes en résultent : leur difficulté à capter la rente pétrolière et leur impéritie à gérer la crise d'exploration que connaît l'industrie pétrolière russe.

A la suite de la mise en place de la structure de gouvernance pétrolière hybride, Rosneft joue un rôle de complément à la coordination par les contrats. En particulier, Rosneft permet une redistribution de l'information en faveur des autorités. Cela accroît l'effectivité de la coordination par la fiscalité ainsi que la crédibilité des contrats. Dans cette perspective, la remontée des compagnies d'Etat constituait le préalable à l'ouverture plus conséquente de l'amont pétrolier aux compagnies pétrolières internationales et à la modification des comportements en termes d'exploration qui sont aujourd'hui observées.

Mots-clés : Fédération de Russie ; industrie pétrolière ; nouvelle économie institutionnelle, contrats pétroliers, compagnies pétrolières publiques.

Abstract

This PhD dissertation deals with the evolution of the institutional and organizational framework of the Russian oil industry during the period 1992-2012. Its main objective is to characterize and reinterpret the increasing involvement of the national oil companies (NOCs), Rosneft and Gazpromneft, in the upstream activities observed since the middle of the 2000's. Until then, their levels of production had remained very low after the privatization program implemented at the beginning of the transition process.

For achieving this objective, we rely on the New Institutional Economics (NIE) theoretical framework. This allows us to lead a comparative analysis of the different oil governance structures, *ie* the alternative modes of organizing the upstream activities. More it enables us to understand the way these different modes interact with the institutional environment of the countries in which they are implemented.

We argue that the increasing involvement of the Russian NOCs can be characterized as a change from a *liberal oil governance structure* to a *hybrid oil governance structure*. We show that this organizational evolution must be interpreted as the feasible reform that can be implemented by the federal authorities for dealing with the incoherence between the liberal governance structure defined at the beginning of the transition process and the Russian institutional environment.

From the beginning of the 1990's until the middle of the 2000's, this institutional incoherence relates to the fact that the Russian institutional environment prevents the effectiveness of oil contracts (licenses, production sharing agreements, tax) governing the transaction between the Russian state and the private oil companies. From the point of view of the federal authorities, two problems appear crucial: their difficulties for capturing the oil rent and the exploration crisis.

After the implementation of the hybrid oil governance structure, Rosneft plays a role of complement to the coordination by contracts. In particular, Rosneft allows a redistribution of information in favour of the authorities. This improves the effectiveness of oil taxes and the credibility of contracts. In this perspective, the increasing involvement of the NOCs was a precondition for the deeper opening of the Russian upstream to international oil companies and the modification of behaviours in terms of exploration that are nowadays observed

Key Words: Russian Federation, Oil Industry, New Institutional Economics, Oil Contracts, NOCs

Liste des abréviations

APP	Accords de partage de la production
BP	British Petroleum
CIRDI	Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements
CNUCED	Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement
CNUDCI	Commission des Nations Unies pour le droit commercial international
ECT	Economie des coûts de transaction
MET	<i>Mineral Extraction Tax</i>
NEI	Nouvelle économie institutionnelle
IEA	<i>International Energy Agency</i>
Mb/j	Millions de barils par jour
NPD	<i>Norwegian Petroleum Directorate</i>
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
RRT	<i>Resource Rent Tax</i>
SDFI	<i>State Direct Financial Interest</i>
UNCTAD	<i>United Nation Conference on Trade and Development</i>

Sommaire

Introduction générale.....	1
CHAPITRE 1. UNE GRILLE DE LECTURE DES STRUCTURES DE GOUVERNANCE PETROLIERE.....	17
Introduction.....	18
Section 1. L'analyse transactionnelle au sein de la Nouvelle économie institutionnelle.....	28
Section 2. L'analyse transactionnelle d'une structure de gouvernance pétrolière libérale..	44
Section 3. Une analyse comparative entre des structures de gouvernance pétrolière hybrides et une structure de gouvernance libérale.....	88
Conclusion.....	110
CHAPITRE 2. LA MISE EN PLACE DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE LIBERALE EN RUSSIE.....	112
Introduction.....	113
Section 1. Le cadre organisationnel et institutionnel de l'industrie pétrolière soviétique..	116
Section 2. La réorganisation-privatisation des actifs pétroliers en Russie.....	128
Conclusion.....	147
CHAPITRE 3. L'HYBRIDATION INSTITUTIONNELLE DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE LIBERALE EN RUSSIE (1992-2004)	148
Introduction.....	149
Section 1. Le manque d'effectivité des droits de propriété privés sur les actifs pétroliers en Russie.....	158
Section 2. Les défaillances des dispositions contractuelles encadrant la transaction entre l'Etat et les compagnies privées.....	188
Conclusion.....	218
CHAPITRE 4. LA RECOMBINAISON INSTITUTIONNELLE DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE HYBRIDE RUSSE.....	219
Introduction.....	220
Section 1. La configuration de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe.....	223
Section 2. Les rôles de complément et de substitut aux contrats joués par Rosneft.....	242
Conclusion.....	261
Conclusion générale.....	262
Bibliographie.....	270
Table des matières.....	302

Introduction générale

La Fédération de Russie, deuxième productrice et exportatrice mondiale de pétrole, durant de courts laps de temps, et selon la politique de déplétion poursuivie par l'Arabie Saoudite, la première productrice, est engagée, depuis le milieu des années 2000, dans un mouvement de réorganisation de son industrie pétrolière. Ce mouvement prend la forme d'un accroissement du rôle des compagnies pétrolières à capitaux majoritairement publics, Rosneft et, dans une moindre mesure, Gazpromneft, dans les opérations de l'amont pétrolier. Jusqu'alors, le niveau de production de ces compagnies étaient demeuré marginal depuis le programme de privatisation mis en œuvre au début du processus de transition.

Cette thèse traite des déterminants de la réorganisation de l'industrie pétrolière russe sur la période 1992-2012. Son objectif est de fournir une interprétation alternative aux travaux que nous regroupons sous le terme générique « d'analyses standards ». Ces dernières développent la proposition selon laquelle l'augmentation du rôle des compagnies pétrolières publiques ne constitue pas une réponse cohérente de la part des autorités au problème structurel que connaît l'industrie pétrolière russe : celui de la crise d'exploration. Au contraire, elle concourt à la renforcer en raison des « atteintes au climat d'investissements » qu'elle induit. Mais, plusieurs évolutions récentes non anticipées par les « analyses standards » font ressortir leur caractère réducteur, tant du point de vue normatif que positif. Cela constitue une invite à réinterpréter selon une grille de lecture différente le processus de réorganisation de l'industrie pétrolière russe.

Pour ce faire, nous mobilisons le cadre théorique de la Nouvelle économie institutionnelle (NEI). Son apport à notre recherche est double. Elle permet une analyse comparative des modes alternatifs d'organisation des opérations de l'amont pétrolier et, partant de là, la mise en évidence des interactions entre ceux-ci et l'environnement institutionnel du pays.

Cette thèse soutient que la crise d'exploration que connaît la Russie est la conséquence de l'incohérence entre le mode d'organisation défini au début du processus de transition et l'environnement institutionnel prévalant en Russie. De sorte que, du point de vue des autorités, l'accroissement du rôle des compagnies pétrolières publiques constitue la réforme faisable pour tenter de répondre à cette incohérence et mettre un terme à la crise d'exploration¹.

¹ Par réforme faisable, nous entendons la mise en œuvre d'un mode d'organisation qui satisfait le critère de « remédiabilité » [*remediableness*] identifié par O. Williamson. Ce critère désigne un mode d'organisation pour lequel aucune « *alternative ne peut-être décrite et mise en application* » [*implemented*] avec des gains nets

Dans un premier temps, cette introduction expose les deux propositions communes aux « analyses standards » de la réorganisation de l'industrie pétrolière russe. Nous indiquons ensuite trois limites à leur portée analytique. Puis, nous présentons la problématique de notre recherche, le cadre théorique de la NEI dans lequel nous nous inscrivons pour y répondre ainsi que l'hypothèse de travail que nous avançons pour interpréter la place déterminante accordée aux compagnies pétrolières publiques dans les opérations de l'amont pétrolier en Russie. Enfin, l'annonce du plan permettra de justifier la structure argumentative de notre thèse.

1. Les « analyses standards » de la réorganisation de l'industrie pétrolière russe

Le début du processus de réorganisation date de « l'affaire Yukos » qui a lieu en 2003-2004. Rappelons l'arrestation et à la condamnation pour fraude fiscale de M. Khodorkovsky, dirigeant et actionnaire principal de Yukos, alors la principale compagnie en termes de volume de brut produit. Puis, c'est la mise en faillite de cette dernière et l'acquisition par Rosneft des principaux actifs qui en étaient constitutifs. Il s'en suit un mouvement de réaffectations, au profit des compagnies publiques, d'actifs et de licences auparavant détenus par les entreprises privées, domestiques et, dans une moindre mesure, étrangères. Au terme de ce processus, soutenu par des interventions plus ou moins discrétionnaires de la part des autorités fédérales, Rosneft devient la plus importante productrice de pétrole en Russie.

Au lendemain de l'affaire Yukos, de nombreux auteurs ont cherché à comprendre les tenants et les aboutissants de la réorganisation. Les « analyses standards » ont en commun deux propositions. La première est le *scepticisme* quant à l'effet bénéfique de l'accroissement du rôle des compagnies publiques sur le profil de production russe à court et moyen terme. La seconde concerne la *myopie* des autorités fédérales quant à la gestion des ressources.

Pour ce qui est de la première proposition, elle s'appuie sur un argument factuel. Tandis que le modèle organisationnel centré sur les compagnies privées avait permis à la Russie d'augmenter son niveau de production de près de 50 % entre 1999 et 2004, nous assistons depuis lors à une décélération marquée du taux de croissance annuel de la production voire, pour l'année 2008, à une baisse absolue du niveau de production. Une question est donc posée à intervalle régulier par les observateurs : celle de la capacité de ce

attendus » (Williamson, 1996 : 210). Son usage se justifie car nous insisterons sur le fait qu'il existe différents modes d'organisation des opérations de l'amont pétrolier dont les forces et les faiblesses intrinsèques ne peuvent être identifiées que de manière comparative, d'une part, et que la dynamique de l'environnement institutionnel russe contraint les choix possibles entre ces différents modes d'organisation pour répondre à la crise d'exploration, d'autre part.

pays à éviter une baisse de la production à court terme (Bakhtiari, 2002 ; Bahgat, 2004 ; Gorst, 2005 ; Janssen, 2005 ; Gorst 2010 ; Coburn, 2010 ; Komduur, 2010 ; Kononczuk, 2012)². A plus long terme, l'interrogation principale porte sur la capacité qu'a la Russie de répondre à la contrainte structurelle à laquelle l'industrie pétrolière est aujourd'hui confrontée : celle d'assurer une réorientation géographique de la production. Il s'agit de passer d'une production qui provient aujourd'hui, pour l'essentiel, des gisements géants hérités de la période soviétique à une production qui devra provenir, pour une part croissante, des « zones frontières » de la Russie : Sibérie orientale, extrême-orient russe, gisements localisés en *offshore* [zone russe de l'Arctique – mer de Barents, mer de Kara – zone *offshore* de l'île de Sakhaline] (IEA, 2011 : 298). La réorientation géographique demande des efforts d'investissements conséquents pour l'exploration et la mise en production des nouveaux gisements. En 2009, dans ses prévisions, le gouvernement russe estime que pour maintenir la production à un niveau de 11 Millions de barils par jour (Mb/j) à l'horizon 2030, les investissements en exploration-production de pétrole devront s'élever à 110 milliards de dollars (\$ de 2007) jusqu'en 2016, à 110 milliards durant la période 2016-2022 et, à 275 milliards entre 2022 et 2030 (Komduur, 2010).

L'idée soutenue par les « analyses standards » est que la réorganisation concourt à expliquer le ralentissement du taux de croissance observé au moment de l'affaire Yukos et participe à entretenir le manque d'investissements dans l'exploration et le développement de nouveaux gisements (Åslund, 2006 ; Cameron, 2010 ; Coburn, 2010 ; Hanson, 2009b). L'argument principal qui est avancé est celui de l'atteinte au climat d'investissement qui résulte des interventions discrétionnaires *ex post* de la part des autorités fédérales.

Deux facteurs explicatifs sont mentionnés. Le premier renvoie à la remise en cause de la propriété des actifs et des licences, ce qui renforce les incitations des compagnies privées, domestiques et internationales, à s'inscrire dans un horizon temporel de court terme pour valoriser leurs actifs (Tompson, 2008 : 11 ; Pleines, 2009 : 74). A titre d'exemple, dès 2004, A. Bond et M. Bradshaw formulent ainsi cette idée dominante des analyses standards : « *un environnement trouble pour les investissements n'encourage pas les compagnies pétrolières et leurs investisseurs à adopter une perspective de long terme pourtant nécessaire pour assurer le développement des nouveaux champs de plusieurs milliards de dollars* » (Bond et

² En raison de l'impact sur l'équilibre du marché international du pétrole qu'aurait nécessairement une baisse rapide de la production et des exportations de la Russie, cette question est toujours empreinte d'une inquiétude forte lorsqu'elle figure dans les *World Energy Outlook* de l'agence internationale de l'énergie (IEA, dates diverses). Mais, cette préoccupation transparaît également dans les discours des dirigeants politiques (Godzimirski et Rowe, 2009), ainsi que dans les prévisions des compagnies pétrolières russes (Aleperov, 2012).

Bradshaw, 2004 : 356-357). Face au risque d'expropriation, les compagnies pétrolières ne sont pas incitées à engager des investissements lourds en capitaux, et dont le retour se produira dans un horizon temporel de moyen/long terme.

Le second concerne les évolutions du cadre juridique et fiscal encadrant les opérations de l'amont pétrolier. Deux points sont mis en avant. D'une part, sans entrer pour l'instant dans les détails des différentes réformes mises en œuvre depuis le milieu des années 2000, il est souligné que la forme ainsi que le niveau quasi-confiscatoire des taxes dont doivent s'acquitter les compagnies pétrolières n'encouragent pas ces dernières à investir pour l'exploration et le développement des nouveaux gisements. D'autre part, la marginalisation du régime juridique des accords de partage de production (APP) en 2003 et le refus de l'Etat fédéral de ratifier le traité sur la Charte de l'énergie renforceraient « *l'environnement trouble* » pour les compagnies privées, en particulier pour les compagnies internationales. En effet, à ce stade du raisonnement, notons que le cadre juridique d'ouverture des APP (Moss-Cordero, 1998) et le régime d'investissement promu par le Traité sur la Charte de l'énergie (Cameron, 2010 ; Konoplianik et Wälde, 2006) visent à protéger les compagnies contre les modifications *ex post* de la part de l'Etat du cadre légal et fiscal défini *ex ante* aux investissements. Dans cette perspective, l'idée est avancée que le désengagement de la part des autorités fédérales vis-à-vis de ces dispositifs contraignants contribue également à rendre les compagnies pétrolières privées, notamment internationales, réticentes à engager des investissements dans l'exploration (Baghat, 2010 ; Bradshaw, 2009).

Les « analyses standards » partagent une position normative commune : la réorganisation de l'industrie pétrolière russe n'est pas en mesure de répondre à la contrainte structurelle à laquelle elle est confrontée. Au contraire, elle tend à aggraver la crise d'exploration. Dans cette perspective, le jugement qu'elles portent sur la politique pétrolière menée depuis le milieu des années 2000 met l'accent sur « *l'incongruité* » (Sagers, 2006b : 314) des actions des autorités, leur manque de « *cohérence* » (Pleines, 2009 : 74). La citation de V. Milov *et al.* synthétise au mieux cette proposition normative puisque la « *politique énergétique russe* », et la politique pétrolière en particulier, « *est fragmentaire et contradictoire. Sa structure est dictée par des intérêts de court et moyen terme qui sont détachés du fonctionnement du secteur énergétique intensif en capital* » (Milov *et al.*, 2006 : 312).

On touche ici à la seconde proposition commune aux « analyses standards » : la politique pétrolière russe ne peut être comprise que si l'on a à l'esprit la *myopie* des autorités

fédérales, c'est-à-dire l'horizon temporel court-termiste dans lequel s'inscrit l'Etat russe en matière de gestion des ressources (Åslund, 2006). Cette perspective positive commune s'appuie sur trois arguments. Le premier applique au cas russe les enchaînements identifiés par l'analyse portant sur le « *cycle du nationalisme pétrolier* » : il s'agit de rendre compte du caractère cyclique des relations entre les Etats pétroliers, d'un côté, et les compagnies pétrolières privées et publiques, de l'autre (Stevens, 2008a, Wälde, 2008). Durant la phase descendante du cycle du nationalisme pétrolier, les Etats ouvrent leur amont pétrolier aux compagnies pétrolières privées pour qu'elles mettent en œuvre des investissements dans l'exploration. Puis, lorsque la production débute et/ou lorsque s'observe une hausse des prix (Gurieva *et al.*, 2008), le cycle du nationalisme pétrolier retrouve une dynamique ascendante. Les Etats reviennent, de manière discrétionnaire, sur les conditions d'exploitation des ressources, voire même sur la propriété des actifs. Mais, ce faisant, les Etats mettent en péril le développement futur de la production. Selon la terminologie de B. Farren, les « *Etats producteurs agissent afin de maximiser leurs revenus tirés de la production actuelle de pétrole et de gaz mais ils affectent dans le même temps les conditions d'investissement pour la production future* »³.

Tout en tenant compte des spécificités du cas russe, certains auteurs appréhendent, quelquefois de manière implicite, l'évolution du cadre institutionnel et organisationnel à la lumière des enchaînements propres au cycle du nationalisme pétrolier. Ce pays participerait de la « *vague du millénaire* » (Cameron, 2010 : 7) du cycle ascendant du nationalisme pétrolier. La hausse conjuguée des prix et de la production à partir de 1999 aurait incité les autorités à revenir de manière discrétionnaire *ex post* sur les conditions d'exploitation des ressources, sur les licences et sur les actifs des compagnies privées, domestiques et internationales, afin d'augmenter la rente qu'il est possible de capter à court terme, tout en sapant la base future de production (Tompson, 2008 : 9 ; Thomson, 2009). C'est l'argument mis en avant notamment par M. Bradshaw selon qui « *le Kremlin contrôle désormais une part substantielle de la production pétrolière et gazière et la majorité de la rente générée par cette production mais, ce faisant, il a aggravé (...) les problèmes structurels qui rendront difficiles pour la Russie de maintenir les exportations pétrolières sur le court et le moyen terme* » (Bradshaw, 2009 : 13). De même, A. Åslund souligne que le gouvernement russe « *a aggravé les conditions pour les investissements privés* » et qu'il est « *difficile de présumer que les*

³ Cité dans Stevens (2008a : 5).

développements mèneront à autre chose qu'au monopole de la compagnie publique, si typique et si nuisible [harmful] aux pays de l'OPEP » (Åslund, 2006 : 325-326).

Le second argument des « analyses standards » concernant la politique de courte vue des autorités insiste d'avantage sur les intérêts politiques des dirigeants. Cela tient au fait que les redistributions d'actifs et de licences ont touché des « adversaires » politiques de ces dirigeants (Erixon et Dreyer, 2010). L'article de P. Hanson résume clairement cette interprétation : *« le contrôle étatique direct offre des opportunités pour une redistribution moins transparente de la rente des ressources naturelles - que l'objectif soit l'auto-enrichissement des élites politiques ou d'autres projets »*. En outre, *« lorsque les pressions administratives ont été utilisées pour modifier la propriété des compagnies pétrolières, cela a été principalement dicté par le souhait de la part de groupes, à l'intérieur de l'élite politique, d'évincer les personnes considérées comme des adversaires politiques »* (Hanson, 2009a : 15 et 20).

Enfin, le troisième argument avancé est celui que développe V. Milov *et al.* lorsqu'ils évoquent le retour à une « *mentalité de la planification centrale* » (Milov *et al.*, 2006 : 312). Dans une perspective centrée sur la problématique de la transition, cette caractérisation de la politique pétrolière russe véhicule l'idée que le rôle accru des compagnies publiques marque nécessairement un retour en arrière par rapport aux réformes des années 1990. Il signifierait l'abandon progressif des efforts permettant une régulation indirecte reposant sur les licences et, surtout, sur une fiscalité basée sur les taux de profit des compagnies et sur la rentabilité des projets. A l'inverse, les évolutions récentes témoigneraient d'un renforcement des modes de coordination pouvant s'apparenter à ceux qui prévalaient durant la période soviétique : une régulation fondée sur la définition d'objectifs quantitatifs de production à court terme par l'Etat et auxquels Rosneft devrait répondre. Or, ce mode de régulation s'est effectivement révélé particulièrement inadapté pour gérer, dans un horizon temporel de long terme, une ressource non-renouvelable tel que le pétrole (Gustafson, 1989). Dès lors, ce « retour » à un mode de coordination par planification, particulièrement inapproprié aux caractéristiques structurelles de l'industrie pétrolière, participe et témoigne de l'horizon temporel de court terme qui a présidé aux actions de l'Etat.

Deux positions donnent une homogénéité aux « analyses standards ». D'un point de vue normatif, elles partagent l'idée que l'accroissement du rôle des compagnies publiques entretient la crise d'exploration. Dès lors, d'un point de vue positif, cette réorganisation ne peut-être comprise qu'à l'aune de la vision court-termiste des autorités fédérales.

2. Les insuffisances des « analyses standards »

Ce socle commun de propositions peut être réfuté d'un triple point de vue. Tout d'abord, celui concernant l'évolution relative à l'ouverture croissante de l'amont pétrolier russe aux compagnies pétrolières internationales. En 2010-2011, Exxon-Mobil, ENI et Statoil signent des accords de partenariat avec Rosneft. Chacun des accords prévoit la création d'une *joint venture* pour l'exploration et le développement de zones localisées dans l'*offshore* russe : mer de Kara, mer de Barents et mer d'Okhotsk (Henderson, 2012b). L'affaire Yukos ne peut donc être ni synonyme de nationalisme pétrolier, ni un signe de fermeture du territoire russe aux compagnies privées, ni considérée comme une réponse de court terme des autorités à la hausse conjuguée des prix et de la production.

Ensuite, celui de l'évolution des comportements des compagnies en termes d'exploration qui est observable en Russie. Les accords de partenariat susmentionnés prévoient la mise en œuvre d'investissements considérables dans l'exploration de la part des compagnies pétrolières internationales. En outre, ces dernières années, les compagnies domestiques, publiques mais également privées, effectuent des investissements pour l'exploration et le développement de gisements localisés en Sibérie orientale ou dans l'extrême-orient russe. Bien entendu, une double incertitude demeure. La première réside dans la confirmation de ce changement de comportement, d'une part, et, d'autre part, celle de savoir si le timing de ces investissements pourra permettre à la Russie d'éviter une baisse de la production à court terme. Néanmoins, cette évolution constitue nécessairement un appel à questionner la perspective normative des analyses standards. Du point de vue des compagnies, les évolutions récentes portant sur la fiscalité ou sur les conditions légales d'accès aux ressources ne semblent pas concourir à augmenter le « *trouble* » du climat d'investissement. A l'inverse, la modification des comportements des compagnies tend à montrer qu'elles le stabilisent.

Enfin, celui de l'évolution du mode de régulation des opérations de l'amont pétrolier qui est mis en œuvre par les autorités. A cet égard, le nouvel élément essentiel tient à l'effectivité croissante de la régulation par la fiscalité des comportements des compagnies (Skyner, 2011 ; Vygon, 2009). En effet, ces dernières considèrent les réformes récentes du régime fiscal comme un facteur déterminant dans leur engagement à investir dans l'exploration. Cela témoigne du fait que, dans une optique centrée sur la problématique de la transition, la place de plus en plus importante des compagnies pétrolières publiques ne marque pas un « retour en arrière » vers des modes de coordination inadaptés à une gestion de

long terme des ressources en terre. Au contraire, il s'en suit une effectivité croissante d'une régulation par la fiscalité fondée sur le taux de rentabilité des projets dont l'objectif est d'orienter le comportement des compagnies pétrolières vers l'exploration et une gestion de la ressource de plus long terme.

3. Problématique, positionnement théorique et hypothèse de travail

Les limites des analyses standards pour rendre compte des évolutions postérieures à l'affaire Yukos conduisent à structurer notre travail autour de la problématique suivante : **comment est-il possible de caractériser et d'interpréter l'accroissement du rôle des compagnies pétrolières publiques dans les opérations de l'amont pétrolier russe ?** Nous avons comme objectif une réinterprétation du processus de réorganisation de l'industrie pétrolière russe. Pour les « analyses standards », la remontée dans l'amont des compagnies d'Etat est synonyme de fermeture du territoire, de mauvaises incitations, voire même d'un retour aux pratiques soviétiques. Or, nous soutenons que cette remontée constitue la condition de l'ouverture de l'amont pétrolier en ce qu'elle normalise les comportements de l'industrie pétrolière en rendant les contrats crédibles et effectifs. Ainsi, l'idée que l'accroissement du rôle des compagnies publiques dans l'amont est, du point de vue des autorités fédérales, la réponse faisable pour répondre à la crise d'exploration est au cœur de notre argumentation.

Cette problématique de recherche nécessite d'aborder l'évolution de l'organisation de l'industrie pétrolière à travers un cadre théorique différent de celui qui, implicitement beaucoup plus qu'explicitement, sous-tend les « analyses standards ». A notre sens, l'expression de « *doctrine amendée de la transition* », avancée par B. Chavance (2004), caractérise bien la théorie sous-jacente aux analyses standards. Dans un premier temps, cet auteur regroupe sous les termes de « *doctrine de la transition* » les analyses portant sur le champ de l'économie de la transition qui ont présidé à la fois au rythme rapide des réformes mises en œuvre au début des années 1990 et à la forme prise par ces dernières, c'est-à-dire le triptyque privatisation, libéralisation et stabilisation. S'il est désormais possible d'évoquer une « *doctrine amendée* » de la transition, cela tient à la reconnaissance par ses tenants, notamment par les organisations internationales (World Bank, 2002), de ce qui est considéré comme la leçon principale de la première décennie de la transition ; à savoir que les institutions comptent (Murrell, 2005 ; Roland, 2008 ; Oppen, 2008 ; Dutraive, 2009). En reprenant la définition canonique de D. North, les institutions peuvent être appréhendées comme l'ensemble des « *règles du jeu d'une société (...), les contraintes définies par les humains qui façonnent leurs interactions* » (North, 1990 : 3) et dont la fonction principale est

de réduire l'incertitude et de structurer les incitations des individus. Elles recoupent les règles formelles (constitution, l'ensemble des lois, contrats), les éléments permettant leur mise en application (capacité administrative et système juridique d'un pays notamment) ainsi que les règles informelles, non-écrites (conventions, normes de comportements internalisées, habitudes de penser et d'agir) [North, 1997 : 4-5].

La leçon de la première décennie est présentée de la manière suivante par G. Roland, dès l'introduction de son ouvrage, dans lequel il synthétise les débats théoriques ayant accompagné le processus de transition : « *Si l'expérience de la transition a montré une chose, c'est que les politiques de libéralisation, de stabilisation et de privatisation, si elles ne s'appuient pas sur des institutions adéquates, ne peuvent pas délivrer des résultats positifs* » (Roland, 2000 : xix). Dans le même ordre d'idée, W. Andreff évoque le passage à la fin des années 1990 et au début des années 2000 d'une phase « *libérale* » de la transition économique à une phase « *instituée* » (Andreff, 2006a : 8).

Dans un second temps, B. Chavance souligne que l'intégration de la problématique institutionnelle au sein de la littérature sur la transition se fait, dans la plupart des cas, selon un angle qui empêche de comprendre de nombreux éléments propres aux trajectoires institutionnelles des différents pays engagés dans ce processus. Une constatation similaire amène W. Andreff à caractériser cette doctrine amendée de « *cosmétique institutionnelle* » (Andreff, 2006b : 38-44)⁴.

Il nous semble que les « analyses standards » de la réorganisation de l'industrie pétrolière contiennent en filigrane deux éléments propres à cette « *doctrine amendée* » de la transition, expliquant leurs perspectives normative et positive ainsi que leurs difficultés à donner sens aux évolutions postérieures à cette réorganisation. Le premier est qu'elles occultent les liens complexes d'interaction et d'interdépendance entre les modalités des transformations institutionnelles et organisationnelles. Pour reprendre la terminologie de J. Sapir, elles développent une approche « *atomiciste* », que l'auteur oppose à l'approche « *organiciste* » (Sapir, 2005b : 185). Il présente cette dernière de la manière suivante : « *si l'on admet que les institutions n'existent pas les unes indépendamment des autres, qu'elles constituent des systèmes complexes et hiérarchisés instituant des cohérences structurelles, c'est la dynamique temporelle de ces systèmes qui est pertinente plus que le changement d'une institution donnée* » (Sapir, 2005b : 186). A notre sens, deux conséquences résultent de

⁴ Sur ce point, voir également Sapir (2005b) et Dutraive (2009).

cette approche des « analyses standards ». Tout d'abord, dans une perspective normative, elles sont amenées à appréhender la réorganisation à travers une vision universelle des « bonnes » institutions (Dutraive, 2009 ; Rodrik 2008), celles qui seraient susceptibles d'inciter les compagnies à investir dans l'exploration : des droits de propriété privés sécurisés, des contrats ayant pour objet de les protéger contre les interventions *ex post* des autorités. En cela, elles font abstraction du fait que, si les « *institutions n'existent pas les unes indépendamment des autres* », alors « *il n'existe pas d'efficacité 'en soi' en dehors de la spécification du cadre institutionnel* » (Sapir, 2005b : 186), que « *la même fonction institutionnelle (coordination, réduction de l'incertitude, sécurité) peut être réalisée par des formes institutionnelles diverses* » (Dutraive, 2009 : 6). L'effet d'un changement institutionnel et organisationnel ne peut être évalué que si nous sommes en mesure de démêler les liens complexes d'interaction qui structurent le système et au sein desquels jouent des « *phénomènes de causalité circulaire et cumulative* » (Chavance, 2004 repris de G. Myrdal, 1978)⁵. Or, et ceci constitue la seconde conséquence de l'approche atomiste des analyses standards, ces dernières éludent nécessairement les liens d'interaction qui peuvent se nouer entre les contrats pétroliers et la compagnie pétrolière publique.

Le second élément adopté implicitement par les analyses standards, propre à la « *doctrine amendée* » de la transition, tient dans leur approche statique qui, en opposition avec une perspective dynamique, évacue de l'analyse le fait que les éléments constitutifs du système institutionnel évoluent selon des mécanismes et des horizons temporels différents (Roland, 2004). A cela s'ajoute l'existence des phénomènes d'irréversibilité de trajectoire, de dépendance au chemin [*path dependence*] (Dobry, 2000). Une nouvelle fois, il en résulte que leurs conclusions positives et normatives sont quelque peu contestables. En effet, elles ne prennent pas en compte la dynamique de la trajectoire et les contraintes que celle-ci fait peser sur le choix et la faisabilité de réaliser telle ou telle réforme.

Nous nous inscrivons dans une approche organiciste et dynamique afin de caractériser et comprendre la réorganisation de l'industrie pétrolière et les évolutions qui s'en suivent. De manière générale, le problème méthodologique qui se pose, dans le cadre d'une telle approche, est de choisir le niveau d'abstraction adéquat : celui qui permet, dans une premier

⁵ « *La dynamique du système social est déterminée par le fait qu'entre toutes les conditions endogènes du système, il existe une causalité circulaire [circular causation], impliquant que, s'il y a un changement dans une condition, les autres seront modifiées en réaction (...). Un aspect important de ce processus est que le plus souvent, bien que pas toujours, les changements, provoqués par un premier changement, ont tendance à se déplacer dans la même direction (...) C'est pourquoi généralement la causalité circulaire aura des effets cumulatifs* » (Myrdal, 1978 : 74).

temps, de développer un raisonnement portant sur les liens d'interaction entre les institutions de coordination identifiées comme pertinentes, et qui offre la possibilité, dans un second temps, de conduire une analyse historiquement datée et géographiquement située qui tente d'intégrer, autant que faire se peut, les éléments propres à chaque expérience nationale afin de saisir en quoi ces derniers sont susceptibles d'avoir un impact sur le raisonnement logique développé au préalable.

Le niveau d'abstraction ici privilégié est celui des structures de gouvernance pétrolières. En cela, c'est la méthodologie d'analyse qui préside aux travaux de la NEI que nous reprenons. Nous nous appuyons en particulier sur ceux qui abordent conjointement l'étude des deux principaux niveaux institutionnels identifiés par ce courant (Williamson, 2000 ; Joskow, 2008) : celui des structures de gouvernance encadrant les transactions, d'une part, et celui de l'environnement institutionnel d'un pays, d'autre part.

Les structures de gouvernance constituent l'objet d'étude de la branche de l'économie des coûts de transaction (ECT) dont O. Williamson est le tenant principal (Williamson 1996 ; Williamson, 2005a ; Williamson, 2005b). La mobilisation des concepts et de la méthode d'analyse comparative propres à l'ECT nous permettra de construire une grille de lecture des modes organisationnels et contractuels alternatifs d'encadrement de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier, de ce que nous appelons structures de gouvernance pétrolière. Ces dernières sont définies comme un ensemble hiérarchisé et articulé de règles qui encadrent la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier entre les détenteurs des droits de propriété sur les ressources en terre, d'un côté, et les détenteurs des droits de propriété sur les actifs, de l'autre.

Par rapport à la définition générique avancée par O. Williamson, selon qui une structure de gouvernance renvoie au « *cadre contractuel explicite et implicite dans lequel se situe une transaction* » (Williamson, 1994 : 20), notons que l'ajout de la notion de hiérarchie entre les règles provient du fait que nous considérons que les problèmes de coordination doivent être abordés du point de vue d'un acteur, celui dont les droits de propriété constituent l'institution hiérarchiquement première de la structure de gouvernance pétrolière. En focalisant l'attention sur les structures de gouvernance dans lesquelles l'Etat souhaite placer ses droits de propriété sur les ressources en terre au sommet de la hiérarchie, trois structures de gouvernance génériques peuvent être identifiées.

Une *structure de gouvernance libérale* se caractérise par des droits de propriété privés sur les actifs, un accès concurrentiel aux ressources et une coordination par les contrats (licences, APP, fiscalité, clauses de stabilisation). Ensuite, une *structure de gouvernance*

hybride se distingue par des droits de propriété mixtes sur les actifs : une ou des compagnies publiques opèrent en coopération/concurrence avec les compagnies privées. A l'heure actuelle, c'est la configuration la plus observée au sein des pays producteurs. Dès lors, pour éviter l'écueil d'une analyse comparative qui regrouperait, au sein d'une même catégorie, la grande majorité des configurations observées, il nous semble plus pertinent de parler *des* structures de gouvernance hybrides. Enfin, le trait distinctif d'une *structure de gouvernance hiérarchique* tient à la position de monopole attribuée à la compagnie publique.

La méthode qui préside à l'analyse comparative de ces trois modes organisationnels et contractuels d'encadrement de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier est celle de « *l'alignement discriminant* » [*discrete alignment*] (Williamson, 2005b : 5-6) entre les caractéristiques de la transaction, d'un côté, et les structures de gouvernance pétrolière, de l'autre⁶. Le premier temps est celui de l'analyse de la transaction. Il s'agit de mettre en évidence les problèmes de coordination qui, du point de vue de l'Etat, doivent être surmontés pour lui permettre d'assurer l'effectivité de ses droits de propriété sur les ressources en terre. A cet égard, la zone de conflit-coopération qui est induite par la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier entre un Etat, propriétaire des ressources en terre, et les compagnies en charge des opérations de l'amont pétrolier, se dessine autour de trois éléments : le taux d'exploration de la province pétrolière, le taux de déplétion des réserves et, enfin, le partage de la rente pétrolière. Dans un second temps, il convient d'analyser la manière dont les modes alternatifs de gouvernance interagissent avec ces problèmes de coordination, c'est-à-dire la manière dont ils y répondent et/ou les refaçonnent (Joskow, 2008).

Relativement à notre thèse, l'intérêt heuristique de la construction d'une telle grille de lecture est double. Tout d'abord, cela permet de dégager des points fixes de référence grâce auxquels il est possible de saisir l'évolution du cadre institutionnel et organisationnel de l'industrie pétrolière russe. Sur ce point, il apparaît désormais presque comme un truisme de caractériser la réorganisation du milieu des années 2000 comme le passage d'une *structure de gouvernance pétrolière libérale* à une *structure de gouvernance pétrolière hybride*. Ensuite, dans le même ordre d'idée, nous serons en mesure de préciser les différents rôles que peut jouer une compagnie publique au sein des structures de gouvernance pétrolière hybride, d'une

⁶ Notons que nous utilisons la *méthode* de « *l'alignement discriminant* » pour construire la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière et pour mener l'analyse de l'interaction entre ces dernières et l'environnement russe. Mais nous ne retenons pas l'idée que « *l'alignement discriminant* » constitue le *mécanisme* unique du changement institutionnel. Nous n'avons pas une perception seulement fonctionnaliste de ce dernier.

part, et les facteurs qui déterminent l'importance relative de ces différents rôles, d'autre part⁷. Une nouvelle fois, cela offrira des points de repères nous permettant d'appréhender et de comprendre les évolutions qui ont suivi l'affaire Yukos.

Dans le cadre théorique de la NEI, l'hypothèse de travail que nous privilégions pour donner-sens à la réorganisation de l'industrie pétrolière russe et aux évolutions qui s'en sont suivies, est la suivante : le passage d'une *structure de gouvernance pétrolière libérale* à une *structure de gouvernance pétrolière hybride* doit être interprété comme une réponse, de la part des autorités fédérales, à l'incohérence entre la structure de gouvernance pétrolière libérale définie au début du processus de transition avec l'environnement institutionnel prévalant en Russie. Cette incohérence s'entend de deux manières principales.

En premier lieu, elle renvoie au mauvais alignement entre la structure de gouvernance libérale et l'environnement institutionnel russe au début du processus de transition. Il en résulte l'impossibilité pour l'Etat fédéral de surmonter les problèmes de coordination induits par la transaction grâce à une régulation par les contrats (licences, fiscalités et APP). Deux éléments apparaissent problématiques du point de vue des autorités : leur difficulté pour capter la rente pétrolière et le manque d'exploration des compagnies.

Afin de démontrer ce mauvais alignement, nous nous appuyons sur les travaux néo-institutionnels (Levy et Spiller, 1994 et 1996 ; Saussier et Yvrande-Billon, 2007 ; Brousseau, 2008, Ménard, 2010) qui élargissent la méthodologie de « *l'alignement discriminant* » pour prendre en considération les caractéristiques de l'environnement institutionnel⁸ et qui mettent en lumière les vecteurs par lesquels « *les règles (northiennes) (...) façonnent le choix des modes de gouvernance (au sens de Williamson) et les manières d'organiser les transactions* » (Ménard et Shirley, 2011 : 24). Deux vecteurs principaux nous permettront de bâtir une

⁷ Dans ces propos liminaires, notons déjà que les différents rôles qu'une compagnie publique peut assumer : un rôle de substitut à la coordination par les contrats, un rôle de complément à cette dernière, et enfin celui de créer des problèmes de coordination *sui generis* par rapport à une structure de gouvernance pétrolière libérale.

⁸ Comme nous l'avons déjà souligné, à la suite des travaux de D. North, l'environnement institutionnel renvoie à l'ensemble des règles formelles, et informelles, ainsi qu'aux mécanismes permettant leur mise en application. Si l'ECT considère à l'origine que les spécificités des transactions, et donc les problèmes particuliers de coordination qu'elles posent, constituent le prisme unique à travers lequel il convient de mener l'analyse comparative des différentes structures de gouvernance, la nécessité de prendre également en considération les caractéristiques de l'environnement institutionnel s'est imposée (Williamson, 1991). Selon la terminologie de C. Ménard et M. Shirley, « *l'avantage relatif d'un arrangement spécifique* [entendu de la même manière que les structures de gouvernance] *ne peut-être évalué que de manière comparative, en prenant en considération les caractéristiques de la transaction considérée et l'environnement institutionnel au sein duquel elle prend place* » (Ménard et Shirley, 2005 : 4).

analyse éclairant les résultats de la structure de gouvernance pétrolière libérale dans le contexte russe.

Tout d'abord, les règles formelles et informelles concourent à façonner la nature et l'ampleur des problèmes de coordination qui structurent la transaction. Cela tient à leur influence sur les incitations des individus et à leur capacité plus ou moins grande à réduire l'incertitude à laquelle ils sont confrontés lors de leurs interactions. Sur ce point, nous insisterons sur l'incomplétude et l'insécurité des droits de propriété sur les actifs pétroliers qui est induite par le rythme et la forme de privatisation privilégiée au début du processus de transition. Cela renforce les incitations des détenteurs de ces droits à valoriser leurs actifs dans un horizon temporel de court terme. Ensuite, les institutions juridiques et les capacités administratives de la Russie affectent la possibilité d'assurer l'exécution des contrats qui sous-tendent la structure de gouvernance libérale. Nous nous arrêterons principalement sur les contraintes rencontrées par les autorités fédérales pour assurer l'effectivité de la fiscalité pétrolière, des licences et des APP.

En second lieu, en adoptant un point de vue dynamique, l'incohérence de la structure de gouvernance pétrolière libérale avec l'environnement institutionnel russe se manifeste par des irréversibilités de trajectoire qui induisent des contraintes fortes, du point de vue des autorités fédérales, afin de mettre en œuvre une réforme faisable des institutions formelles constitutives de la structure de gouvernance libérale qui serait susceptible de permettre aux autorités d'assurer l'effectivité de leurs droits de propriété sur les ressources en terre. A partir de la fin des années 1990, on assiste alors à la montée des tensions et des contradictions au sein de cette structure de gouvernance libérale. A titre d'exemple, l'amélioration observée dans les efforts des autorités pour collecter la rente, à la suite de la crise financière d'août 1998, se réalise au détriment de l'objectif d'orienter les opérations des compagnies vers l'exploration. En effet, le régime fiscal se structure autour de taxes régressives, qui prennent pour assiette fiscale le volume ou la valeur de la production. Ces dernières présentent l'avantage de protéger les autorités contre les stratégies d'évasion fiscale de la part des compagnies privées. Néanmoins, cette forme de taxe concourt effectivement au renforcement de la crise d'exploration que connaît l'industrie pétrolière. C'est cette montée des dilemmes qui explique le point d'aboutissement de la trajectoire de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie qui est constitué par l'affaire Yukos.

4. Plan de la thèse

L'objet de notre thèse est l'évolution du cadre organisationnel et institutionnel des opérations de l'amont pétrolier en Russie depuis les premières réformes mises en œuvre au début de l'année 1992. La question centrale qui structure notre travail est celle de caractériser et de comprendre l'accroissement du rôle des compagnies publiques qui s'observe à partir du milieu des années 2000. Nous soutenons l'idée que cette réorganisation est une réponse faisable de la part des autorités fédérales à l'incohérence entre la structure de gouvernance pétrolière libérale et l'environnement institutionnel russe. Afin de démontrer cette proposition, notre thèse s'organisera en quatre chapitres.

Le *premier chapitre* est consacré à la construction de la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière au moyen de laquelle il sera possible de caractériser et de comprendre l'évolution du mode organisationnel et contractuel d'encadrement de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier en Russie. Si cinq structures de gouvernance pétrolières sont identifiées, l'analyse comparative se focalise sur la structure de gouvernance libérale et les structures de gouvernance hybrides. Le *deuxième chapitre* présente la mise en œuvre de la structure de gouvernance libérale en Russie durant les premières années de la transition. A la suite d'un rappel du cadre organisationnel et institutionnel prévalant durant la période soviétique, nous présentons les différentes étapes des réformes : la création de compagnies verticalement intégrées sur la base des actifs existants et les deux phases de la privatisation de leur capital. Dans le *troisième chapitre* nous mettons en évidence le manque d'effectivité des institutions formelles (droits de propriété privés et contrats) constitutives de la structure de gouvernance libérale en Russie. Dès lors, nous nous attachons à démêler les liens complexes d'interaction entre les règles de différents niveaux et de diverses natures (formelles et informelles) qui peuvent expliquer ce manque d'effectivité et, notamment, l'impéritie des autorités fédérales à assurer la hiérarchisation adéquate de la structure de gouvernance libérale par le biais d'une coordination par les contrats. Enfin, le *quatrième chapitre* a pour objectif de préciser la configuration de la structure de gouvernance pétrolière hybride qui se dessine à l'heure actuelle en Russie et les rôles de substitut et de complément à la coordination par les contrats joués par Rosneft. En assurant l'effectivité et la crédibilité des contrats, Rosneft participe à la réouverture de l'amont pétrolier russe aux compagnies privées et permet à l'Etat de voir ses préférences en matière de gestion de la crise d'exploration s'imposer.

CHAPITRE 1

**Une grille de lecture des structures de
gouvernance pétrolière**

INTRODUCTION

L'objet de ce premier chapitre est de présenter une grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière au travers de laquelle sera développée l'analyse de l'importance accrue du rôle des compagnies pétrolières publiques russes dans les opérations de l'amont pétrolier. Une structure de gouvernance pétrolière est entendue comme un ensemble hiérarchisé et articulé d'institutions, c'est-à-dire de règles, qui structurent la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier entre le détenteur des droits de propriété sur les ressources en terre, d'un côté, et les détenteurs des droits sur les actifs, de l'autre.

Comme le souligne B. Chavance, la difficulté propre à une analyse comparative entre différents systèmes, ou, comme c'est le cas ici, entre différentes structures de gouvernance pétrolière, réside dans le jeu entre les différents niveaux d'abstraction (Chavance, 1999 : 296). Au niveau le plus abstrait, quels sont les éléments distinctifs saillants qui permettent d'identifier les oppositions pertinentes entre les structures de gouvernance ? Au sein même de chacune de ces catégories, comment prolonger l'analyse comparative ? Enfin, au niveau le plus concret, quelles sont les spécificités, les innovations intéressantes à signaler pour chaque expérience nationale ?

L'identification des règles pertinentes à prendre en compte afin d'élaborer cette grille de lecture et de jouer sur ses différents niveaux d'abstraction s'articule autour de ce qu'il est possible de considérer, à la suite de C. Ménard, comme le « *triangle d'or*¹ » (Ménard, 2005 : 281) qui permet d'aborder l'étude comparative des structures de gouvernance au sein de la NEI :

- i) Les *droits de propriété* en tant qu'institution déterminant les dispositions incitatives qui s'exercent sur les individus dans la gestion des actifs ;
- ii) l'analyse de la *transaction* centrée sur l'identification des problèmes de coordination induits par cette dernière ;
- iii) l'analyse comparative des principales *dispositions* contractuelles dans leur capacité à surmonter les différents problèmes de coordination identifiés.

Dès l'abord, la première face du « *triangle d'or* » permet d'identifier les deux premières institutions à prendre en considération pour différencier les structures de gouvernance pétrolière. Il s'agit des *droits de propriété sur les ressources en terre*, d'un côté,

¹ Voir également Furubotn et Richter (1998 : 30).

et des *droits de propriété sur les actifs*, de l'autre. Pour ce qui est des droits de propriété sur les ressources en terre, la distinction la plus simple à opérer est celle qui concerne les droits de propriété publics et les droits de propriété privés. Cela permet de mettre aisément en lumière l'exception états-unienne qui se caractérise par la nature privée des droits de propriété sur les ressources en terre. Au sein de la totalité des autres pays, la propriété sur les ressources en terre est de nature publique.

Quant à la nature des droits de propriété des compagnies pétrolières en charge des opérations de l'amont pétrolier, il paraît usuel de commencer par la dichotomie entre droits de propriété publics et droits de propriété privés. Cette distinction privé/public peut être ensuite prolongée par la configuration des droits de propriété mixtes sur les actifs. Cela s'entend au sens où les opérations d'exploration-production de pétrole sont déléguées à des compagnies privées qui opèrent en coopération/concurrence avec une ou des compagnies publiques.

La deuxième face du triangle constitutif de la NEI met l'accent sur le concept de transaction. Une transaction sera appréhendée dans une dimension légale, en tant que transfert des paquets de droits de propriété [*bundle of rights*] sur les ressources en terre lors de l'ouverture de l'amont pétrolier. Cette attention portée aux paquets de droits échangés apparaît nécessaire afin de comprendre les incitations qui s'exercent sur les parties prenantes à la transaction. Ainsi, R. Coase souligne que « *ce qui est échangé sur le marché ne sont pas, comme c'est souvent supposé par les économistes, des entités physiques mais des droits à entreprendre certaines actions* » (Coase, 1992 : 717). Il est désormais peu pertinent pour « *les économistes de discuter le processus d'échange sans spécifier le cadre institutionnel au sein duquel cet échange prend place puisque ce cadre affecte les incitations à produire (...)* » (Coase, 1992 : 718).

Selon cette approche de la transaction, il est possible d'identifier dans les *règles organisant le transfert du paquet de droits sur les ressources* lors de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier la troisième forme institutionnelle constitutive des structures de gouvernance pétrolière. A cet égard, la dichotomie public/privé peut être remplacée par l'opposition entre un régime d'accès de propriétaire et un régime d'accès de non-propriétaire. Cette distinction est empruntée à B. Mommer (2002 et 1999). La ligne de démarcation entre ces deux régimes dépend d'une hiérarchisation différente entre les droits sur les ressources et les droits sur les actifs qui découle des règles définissant l'accès aux ressources. Un régime d'accès de propriétaire se caractérise par la volonté du détenteur des ressources en terre

d'assurer l'effectivité de ses droits lors du déroulement de la transaction. Les droits de propriété sur les ressources sont ainsi placés en tant qu'institution hiérarchiquement première de la structure de gouvernance. A l'inverse, un régime de non-propriétaire se caractérise par le positionnement des droits de propriété sur les actifs en tant qu'institution hiérarchiquement première. Le détenteur des droits sur les ressources n'est pas intéressé, ou n'a pas la capacité d'assurer l'effectivité de ses droits sur les ressources. Il laisse les opérateurs assurer une gestion des ressources en terre conforme à leurs intérêts.

Cette hiérarchisation inverse des institutions se concrétise par un transfert de droits différents sur les ressources. Cette différence peut-être appréhendée à travers le cadre conceptuel proposé par E. Ostrom et E. Schlager. Ces auteurs déclinent les différents paquets de droits susceptibles d'être transférés aux utilisateurs des ressources. La principale distinction qu'ils opèrent est celle qui existe entre les droits définis au niveau opérationnel, d'une part, et les droits fixés au niveau collectif, d'autre part. Les premiers recouvrent le droit d'accès, le droit d'usage et le droit aux revenus. Quant aux seconds, ils renvoient essentiellement aux droits de gestion [*right of management*] qui consistent à définir et à réguler le droit d'usage qui est transféré (Ostrom et E. Schlager, 1992 : 249-262). Au sein d'un régime de propriétaire, le droit transféré est celui du droit d'usage au niveau opérationnel, mais le détenteur des ressources conserve son droit de gestion. A l'inverse, au sein d'un régime d'accès de non-propriétaire, le détenteur des ressources renonce *de facto* ou *de jure* à ce droit de gestion.

La quatrième forme institutionnelle à prendre en considération afin de différencier les structures de gouvernance pétrolière réside dans les *règles organisant la concurrence entre les opérateurs afin d'accéder aux ressources*. Trois formes génériques peuvent être identifiées. La première forme est celle d'un accès concurrentiel aux ressources. A l'opposé, on peut observer la position de monopole d'une compagnie dans les opérations de l'amont pétrolier. Entre ces deux extrêmes, il est possible de constater une configuration de concurrence restreinte : cela s'entend au sens où une compagnie, en règle générale une compagnie publique, bénéficie d'un accès préférentiel aux ressources en terre.

Enfin, la cinquième forme institutionnelle significative tient aux principales *dispositions contractuelles* négociées entre les parties prenantes afin d'encadrer la transaction. Plusieurs d'entre elles présentent une importance déterminante au sein des contrats pétroliers. Tout d'abord, il s'agit des dispositions fiscales qui conditionnent le partage des

bénéfices réalisés dans les opérations de l'amont pétrolier, et qui sont également des outils aux mains du détenteur des ressources afin de façonner les incitations qui s'exercent sur les opérateurs. Il s'agit ensuite des règles normatives, relatives aux travaux obligatoires et au plan de développement, par lesquelles il est possible d'orienter le comportement des opérateurs en termes d'exploration et de production. Enfin, les clauses de stabilisation doivent également être analysées, dans la mesure où elles se présentent comme des outils contractuels dont l'objet est de surmonter les problèmes de coordination découlant des spécificités de la transaction.

A la lumière de ces cinq formes institutionnelles et des différentes hiérarchisations et articulations entre ces règles, il semble possible d'identifier cinq structures génériques de gouvernance pétrolière. Elles peuvent être présentées sous la forme simplifiée d'un arbre de décisions relatives aux choix organisationnels et institutionnels d'encadrement des opérations de l'amont pétrolier. (cf. Figure 1.1).

Il est possible voir plusieurs lignes de césure. La première tient à la hiérarchisation des institutions au sein de la structure de gouvernance. Deux structures de gouvernance qui ne seront pas développées plus avant dans l'analyse se caractérisent par le positionnement des droits de propriété privés sur les actifs en tant qu'institution hiérarchiquement première. Cela s'entend au sens où le transfert des droits sur les ressources lors de la transaction institue l'abandon du droit de gestion de la part des détenteurs des droits sur les ressources.

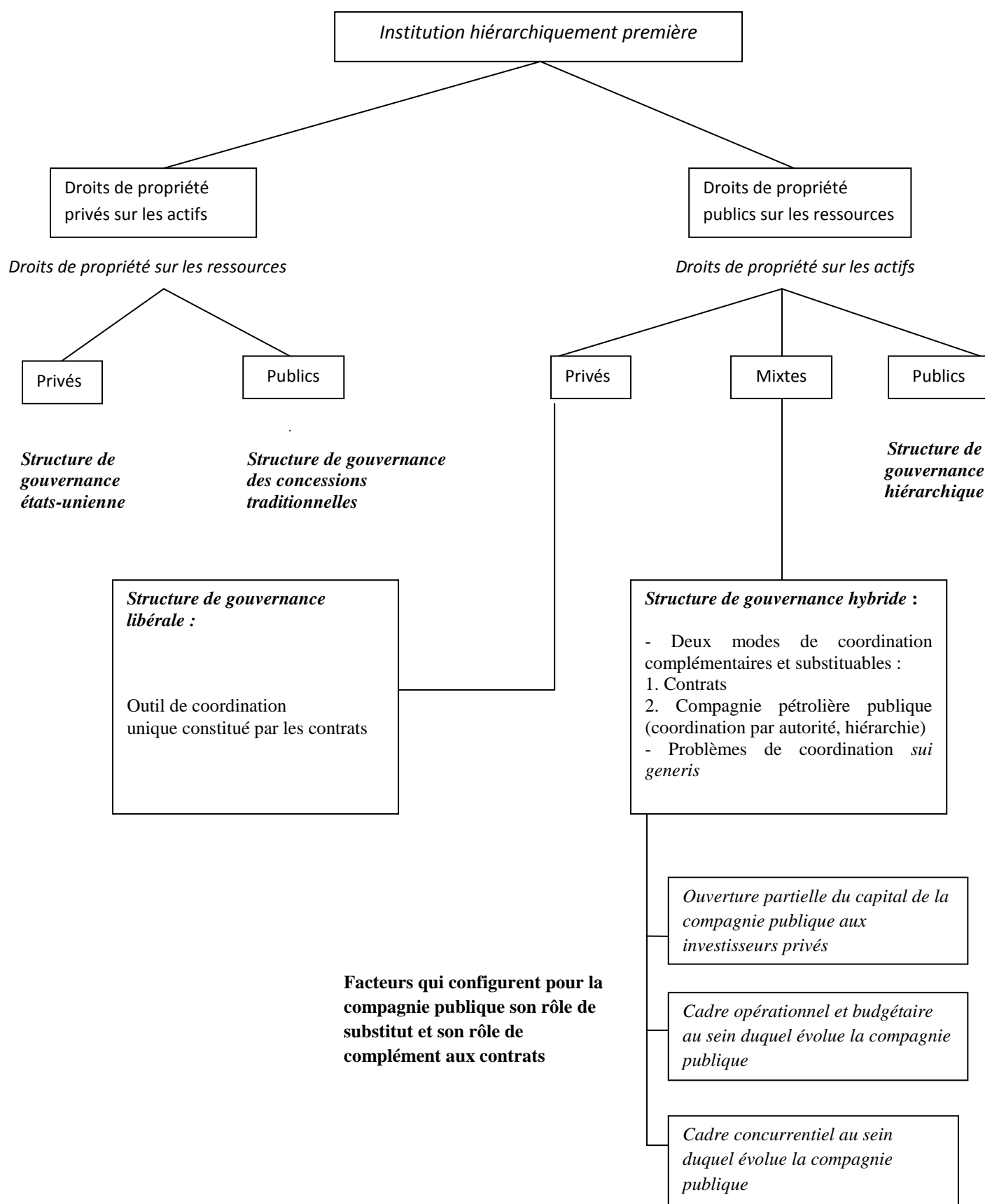
Il s'agit tout d'abord de la *structure de gouvernance états-unienne* qui se caractérise par les droits de propriété privés sur les actifs et sur les ressources. La transaction d'ouverture de l'amont pétrolier prend ainsi place entre acteurs privés. A cet égard, B. Mommer souligne dans l'analyse de l'évolution des règles qui ont présidé à cette transaction le fait que les « *propriétaires ont un droit de regard sur les ressources naturelles, notamment en ce qui concerne les méthodes adéquates, efficaces et modernes de les exploiter. Mais, pour le reste, ils n'interviennent pas dans la gestion des compagnies productrices* » (Mommer, 2002 : 14)². Au regard de cette gouvernance totalement privée et de cette hiérarchisation des institutions,

²La volonté de la part des propriétaires des terres pétrolifères de maintenir un droit de regard *ex post* sur l'utilisation des réserves prend sa source dans leurs méthodes de rémunération. Elles sont essentiellement constituées d'un loyer et, surtout, de *royalties*, c'est-à-dire d'un montant qui est fonction du volume ou de la valeur de la production. Ainsi, dans la mesure où le niveau de rémunération dépend du niveau de production, les détenteurs des terres pétrolifères peuvent avoir un intérêt à voir les compagnies pétrolières définir les meilleures techniques de production possibles afin de maximiser le niveau de production provenant des gisements localisés dans leur terre.

la forme de régulation des autorités, au niveau fédéral ou des Etats fédérés, des activités d'exploration ou de production n'a pu passer que par des formes particulières telles que les politiques de contingentement de la production ou la régulation relative à l'*unitization* des gisements.

Il s'agit ensuite de la *structure de gouvernance des concessions traditionnelles* qui a été définie durant la première moitié du XX^e siècle au sein des pays qui ouvrent leur amont pétrolier aux compagnies pétrolières internationales, principalement américaines. Comme le soulignent K. Blinn et *al.*, « *lorsque les compagnies pétrolières domestiques US ont étendu leurs activités dans l'arène internationale, il n'a pas été surprenant qu'elles aient apporté avec elles les formes coutumières d'organisation des activités, les concepts jurisprudentiels ainsi que la documentation légale dérivée des concepts développés aux Etats-Unis pour les opérations pétrolières* » (Blinn et *al.*, 1986 : 21). Soulignons que les concessions traditionnelles sont à bien des égards la transposition des dispositions d'encadrement de la transaction états-unienne, au premier rang desquelles le positionnement des droits de propriété privés sur les actifs en tant qu'institution hiérarchiquement première. En effet, afin de reprendre la terminologie d'A. Ayoub, notamment, les Etats propriétaires des ressources sont cantonnés au sein de la structure de gouvernance des concessions traditionnelles dans une position de « *partenaire dormant* » (Ayoub, 1994b : 73) [*sleeping partner*] en ce qui concerne le droit de gestion des ressources. La nature publique sur les ressources a néanmoins poussé les compagnies pétrolières internationales à négocier au sein des concessions traditionnelles certaines innovations afin d'assurer la stabilité de la hiérarchisation des institutions. Il s'agit des clauses de stabilisation et des clauses stipulant le recours à l'arbitrage international qui sont intégrées au sein des contrats, et sur lesquelles l'analyse s'arrêtera ultérieurement. Notons simplement que ces clauses ont essentiellement pour vocation de lier les mains des Etats afin de les empêcher de revenir unilatéralement sur les dispositions contractuelles négociées préalablement avec les compagnies pétrolières internationales.

Figure 1.1 : Une grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière



Les trois dernières structures de gouvernance pétrolière peuvent être appelées structures de gouvernance hiérarchique, de gouvernance libérale et enfin, de gouvernance hybride. Elles se caractérisent par la volonté des Etats de positionner leurs droits de propriété sur les ressources en terre en tant qu'institution hiérarchiquement première. Les Etats maintiennent leurs droits de gestion, leurs droits de définir et de contrôler le droit d'usage des ressources qui est transféré aux opérateurs. Dans cette perspective, la relation entre l'Etat et les opérateurs peut être définie comme une relation d'agence entre un principal, l'Etat, et des agents, les compagnies à qui sont déléguées les opérations d'exploration-production (Stiglitz, 2007). C'est pourquoi les problèmes de coordination à surmonter par les contrats, permettant aux Etats d'assurer l'effectivité de leurs droits de propriété sur les ressources en terre, se posent de manière aiguë.

L'identification de ces problèmes de coordination induits par la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier peut être abordée à partir de la distinction réalisée au sein des travaux de la NEI entre les problèmes de coordination *ex ante* et les problèmes de coordination *ex post* à la signature du contrat. Les problèmes de coordination *ex ante* sont ceux sur lesquels insiste l'approche contractuelle de la théorie de l'agence. Ils renvoient à la nécessité devant laquelle se trouvent les Etats de re-façonner [*reshape*] les incitations des compagnies pétrolières afin de voir leur préférence en termes de gestion des ressources pétrolières prévaloir. La nature et l'ampleur de ces problèmes de coordination *ex ante* dépendent du cadre incitatif préalable qui s'exerce sur les compagnies par le vecteur des droits de propriété. A cet égard, une pleine compréhension de ce cadre doit reposer sur une analyse des incitations qui découlent de la propriété sur les actifs ainsi que celles qui sont induites par les droits de propriété sur les ressources échangés lors de la transaction (Gibbons, 2004). Cette analyse permet de dessiner les contours de la zone de conflit-coopération entre les parties prenantes à la transaction.

Les problèmes de coordination *ex post* sont ceux sur lesquels insistent les travaux s'inscrivant dans le cadre de l'ECT. Ils sont appréhendés par O. Williamson comme les « *coûts de contrôle et d'adaptation des tâches* » (Williamson, 1994 : 20). De manière schématique, les coûts de contrôle résultent du fait que chaque partie prenante à la transaction cherche à se prémunir contre les comportements potentiellement opportunistes de son partenaire. Quant aux coûts d'adaptation, ils proviennent de la nécessité à laquelle sont

confrontées les parties prenantes d'adapter les termes de leurs relations aux évolutions fortuites et imprévisibles qui entourent la transaction.

Une *structure de gouvernance libérale* articule ensemble les droits de propriété publics sur les ressources en tant qu'institution hiérarchiquement première avec des droits de propriété privés sur les actifs. Historiquement, elle peut être observée durant la phase de transition des années 1960, lorsque les principaux Etats propriétaires tentent de sortir de leur position de « *partenaire dormant* » par le biais d'une modification du cadre contractuel de leurs relations avec les compagnies pétrolières internationales. A l'heure actuelle, elle constitue une exception organisationnelle, une « *anomalie* » afin de reprendre le terme de R. Ahrend et W. Thompson lorsqu'ils caractérisent le résultat des réformes mises en oeuvre au sein de l'industrie pétrolière russe au début du processus de transition (Ahrend et Thompson, 2006 : 51 ; Thompson, 2008 : 7).

La transaction encadrée au sein de cette structure de gouvernance libérale se caractérise par une forte atténuation des droits de propriété sur les ressources transférés aux compagnies. Outre la dilution du droit d'usage résultant de la volonté de définir un régime d'accès de propriétaire, il convient également de garder à l'esprit que les droits transférés sont temporaires et potentiellement non sécurisés, en raison du statut juridique inégal des deux parties prenantes à la transaction. L'Etat se positionnant à la fois comme partie prenante à la transaction et autorité légitime en charge de la protection des droits. Au regard de cette atténuation des droits de propriété sur les ressources et de la volonté des compagnies pétrolières privées de maximiser la valeur de leurs actifs, on peut considérer que la zone de conflit-coopération entre un Etat et les compagnies privées se dessine autour de trois éléments : le taux d'exploration de la province pétrolière, le taux de déplétion des réserves et, enfin, le partage de la rente pétrolière.

Il est possible d'affiner l'analyse des éléments distinctifs de cette forme de gouvernance. Tout d'abord, il s'agit de certains éléments contingents qui participent à dessiner les contours de la zone de conflit-coopération. Il est ici fait référence à la situation propre à chaque pays en termes de niveau de réserves ou de situation macroéconomique. Ces éléments concourent à façonner les préférences des Etats en termes de taux d'exploration et de taux de déplétion des réserves. Il s'agit ensuite des différentes dispositions contractuelles négociées entre l'Etat et les compagnies privées, et dont l'objet est d'assurer la hiérarchisation

adéquate de la structure de gouvernance libérale, d'assurer l'effectivité des droits de propriété publics sur les ressources en terre.

Une *structure de gouvernance hybride* se caractérise par les droits de propriété publics sur les ressources en tant qu'institution hiérarchiquement première et par des droits de propriété mixtes sur les actifs. À l'heure actuelle, cette structure de gouvernance constitue la configuration la plus observée. On peut considérer que l'élément spécifique propre à cette forme de gouvernance réside dans le fait que la compagnie publique constitue à la fois une alternative et un complément aux contrats afin d'assurer l'effectivité des droits de propriété publics sur les ressources en terre. Il coexiste ainsi deux moyens de coordination qui sont à la fois complémentaires et substituables. L'alternative au contrat constituée par la compagnie pétrolière publique tient à ce qu'elle offre à l'Etat la possibilité de définir une coordination par autorité, par hiérarchie. En outre, la présence d'une compagnie publique est susceptible d'atténuer, voire d'annihiler, certains problèmes de coordination propres à une structure de gouvernance libérale. Quant au rôle de complément au contrat susceptible d'être joué par une compagnie pétrolière publique, il découle du fait que la présence d'un tel acteur au sein des consortiums modifie les problèmes de coordination qui structurent la transaction entre ces consortiums et l'Etat. Dans cette perspective, la présence d'une compagnie pétrolière publique tend à attribuer aux contrats un rôle différent dans l'objectif d'assurer l'effectivité des droits de propriété publics sur les ressources en terre. Néanmoins, la présence d'une compagnie publique peut également être la source de problèmes de coordination *sui generis*.

D'un point de vue purement logique, il est possible de pousser plus avant la grille de lecture des structures de gouvernance hybride par l'identification des facteurs qui influent sur les rôles de complément et de substitut au contrat de la compagnie publique. Le premier élément à prendre en compte est constitué par l'ouverture ou non du capital de la compagnie publique aux investisseurs privés. Le deuxième est relatif au cadre opérationnel et budgétaire au sein duquel évolue la compagnie publique. Enfin, le troisième facteur pertinent tient au cadre concurrentiel entre la compagnie publique et les compagnies privées qui est défini pour l'accès aux ressources. Le raisonnement développé est celui de savoir de quelle manière la relation entre la compagnie pétrolière publique et l'Etat, d'une part, et la relation entre cette dernière et les compagnies privées, d'autre part, ont une influence sur les rôles de complément et de substitut de la compagnie publique.

Enfin, une *structure de gouvernance hiérarchique* se distingue par le positionnement en monopole d'une compagnie pétrolière publique dans les opérations de l'amont pétrolier. Elle correspond historiquement et géographiquement au modèle organisationnel et institutionnel défini au sein de la majorité des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) à la suite des nationalisations des actifs des compagnies pétrolières internationales durant la première moitié des années 1970. A l'heure actuelle, cette structure de gouvernance est observée au Mexique, en Arabie Saoudite, au Koweït, en Iran³. Au sein de cette structure de gouvernance, le rôle de substitut au contrat joué par la compagnie publique est poussé à l'extrême. La ligne de démarcation entre les différentes expériences nationales se réduit aux règles de *corporate governance* encadrant la relation entre l'Etat et la compagnie publique.

Après un retour plus développé sur la méthodologie d'analyse des problèmes de coordination induits par une transaction au sein de la NEI, (Section 1), l'accent est essentiellement mis sur l'analyse comparative entre la structure de gouvernance libérale (Section 2) et la structure de gouvernance hybride (Section 3). A cet égard, force est de reconnaître que l'objet de la thèse, celui d'apporter des éléments de compréhension sur l'évolution de la structure de gouvernance pétrolière russe depuis le début du processus de transition et aux paradoxes que cette évolution laisse entrevoir, nous a conduit à nous intéresser principalement à ces deux dernières structures de gouvernance.

³ Depuis 1938 et la nationalisation des actifs des compagnies pétrolières internationales, il est inscrit dans la constitution mexicaine l'interdiction des opérations de toutes les compagnies privées dans l'amont pétrolier. La constitution de la république islamique d'Iran interdit les concessions ainsi que les APP. La constitution laisse néanmoins ouverte la voie aux accords de services. Cette voie a été suivie au début des années 2000 au travers de l'attribution de contrats de service dits de « *Buy Back* ». A l'heure actuelle, ce processus semble néanmoins être bloqué en raison, notamment, de la faible attractivité de ces accords du point de vue des compagnies privées. Une telle impasse s'observe également au Koweït. Le « *Project Kuwait* » visant l'ouverture de négociations avec les compagnies pétrolières privées est un sujet de discorde au niveau domestique depuis une quinzaine d'années entre le parlement et le gouvernement. Enfin, l'absence de compagnies pétrolières privées s'observe également en Arabie Saoudite. Quelques exceptions sont néanmoins à noter : Chevron est présent au sein de la Zone Neutre entre L'Arabie Saoudite et le Koweït. Notons également que quatre consortiums de compagnies privées ont été autorisés à engager des investissements pour l'exploration de gaz en coopération avec l'Aramco. Notons enfin que, depuis 2009, la signature de dix contrats de service avec les compagnies pétrolières privées a fait glisser l'Irak de la structure de gouvernance hiérarchique à la structure de gouvernance hybride (Luciani, 2011 ; Marcel, 2006 ; 2006b ; ESMAP, 2007).

SECTION 1. L'ANALYSE TRANSACTIONNELLE AU SEIN DE LA NOUVELLE ECONOMIE INSTITUTIONNELLE

Le cadre théorique qui préside à la construction de la grille de lecture des structures de gouvernance est celle de la NEI, en particulier la branche de l'ECT développée à la suite des travaux d'O. Williamson. Cet auteur présente de la manière suivante la méthodologie de l'analyse comparative des structures de gouvernance : « *les transactions qui diffèrent dans leurs attributs, sont alignées avec les structures de gouvernance* » (Williamson, 2005a : 51), ou encore, « *les structures de gouvernance doivent être harmonisées avec les attributs sous-jacents des transactions d'une façon discriminante* » (Williamson, 1994 : 245). P. Joskow souligne quant à lui que la NEI reconnaît que « *les transactions peuvent être confrontées à une variété de coûts de transaction potentiels, de hasards contractuels et organisationnels, qui sont liés aux transactions en question et à leurs interactions avec les attributs des arrangements de gouvernance alternatifs* » (Joskow, 2008 : 12).

La transaction constitue ainsi l'élément premier, « *l'unité de base de l'analyse* »⁴(Williamson, 2000 : 599). Il s'agit d'identifier les « *hasards contractuels* » qui structurent la transaction ainsi que la manière dont les différentes structures de gouvernance interagissent avec ces derniers. Selon la terminologie de l'ECT, ces hasards sont appréhendés en termes de coûts de transaction. En effet, c'est à partir d'une réflexion sur les conséquences analytiques de l'existence de tels coûts que les tenants de la NEI introduisent au sein de la théorie néoclassique la problématique des institutions. D. North spécifie ainsi dans son ouvrage de 1990 les deux éléments sur lesquels est fondée l'introduction de sa problématique sur les institutions : « *ma théorie des institutions est construite à partir d'une théorie des comportements humains combinée à une théorie des coûts de transaction. Cela permet de comprendre pourquoi les institutions existent et quels rôles elles jouent dans le fonctionnement des sociétés* » (North, 1990 : 27). Ces deux variables, à partir desquelles le rôle des institutions est spécifié, apparaissent également au sein des travaux d'O. Williamson.

⁴ Cette prise de position épistémologique est explicitement empruntée par O. Williamson à J. R. Commons, tenant de l'ancienne économie institutionnelle. Une abondante littérature s'est attachée à mener une analyse comparative entre les deux auteurs et, de manière plus générale, entre la NEI et l'ancienne économie institutionnelle américaine. La conclusion principale qui peut en être tirée tient au fait que cette même focalisation sur la transaction en tant qu'élément premier d'analyse cache des positions épistémologiques différentes, voire irréductibles. Tout en gardant à l'esprit ces différences épistémologiques, il convient de souligner que certaines références à J. Commons seront introduites afin de percevoir le rôle instrumental des institutions. Pour une analyse comparative de la place de la transaction dans l'appréhension des faits sociaux chez J. Commons et O. Williamson, voir Ramstad (1996), Bazzoli et Kirat (2003), ainsi que Beaurain et Bertrand (2009)..

Introduits par R. Coase (1937), et définis par cet auteur de manière relativement large comme les « *coûts d'utilisation du mécanisme de prix* » (Coase, 1992 : 715), il n'en demeure pas moins que la manière d'appréhender ces coûts, ces hasards contractuels est relativement différente selon les auteurs. Comme le souligne E. Brousseau, et comme cela est apparu dans la citation de D. North, ces différences dépendent essentiellement des hypothèses relatives au comportement supposé des individus et à l'environnement décisionnel au sein duquel ils sont censés évoluer (Brousseau, 1993 : 63). A cet égard, trois hypothèses centrales tendent à assurer une certaine homogénéité à l'approche néo-institutionnelle : la rationalité limitée des individus entendue au sens d'H. Simon, leur tendance potentielle à l'opportunisme et, enfin, l'environnement incertain au sein duquel ils sont supposés prendre leurs décisions.

En dépit de cette unité méthodologique, la manière d'aborder les problèmes de coordination diffère chez O. Williamson et chez D. North. Ce dernier met l'accent sur « *les coûts de mesure* » (North, 2005b : 203) et de protection de ce qui est échangé entre les deux parties prenantes d'une transaction. Cette définition des coûts de transaction fait écho à la place centrale attribuée par D. North aux droits de propriété. En effet, D. North partage avec les auteurs de la théorie moderne des droits de propriété l'idée selon laquelle les droits de propriété sont déterminants quant aux incitations qui s'exercent sur les individus. Dans cette perspective, il convient d'examiner l'échange dans sa dimension légale, en tant qu'échange de paquets de droits. A cet égard, la question centrale à la lumière de laquelle les tenants de la théorie des droits de propriété analysent une transaction est celle de l'atténuation des droits susceptible d'être observée (1.1).

La prise en compte par des tenants de la NEI de cette approche de la transaction permet de cerner les incitations qui s'exercent *ex ante* sur les parties prenantes. Il est alors possible de mettre en évidence les convergences et les divergences d'intérêts qui structurent la transaction. Cela permet de préciser les problèmes de coordination tels qu'ils sont étudiés par les auteurs développant une approche en termes de théorie des incitations, de relation d'agence entre un principal et un agent. Selon cette approche centrée sur les asymétries d'information, les contrats ont pour objet de modéliser les incitations qui s'exercent *ex ante* sur l'agent afin de permettre au principal de voir ses intérêts prévaloir (1.2).

La perspective de l'ECT prolonge la méthodologie d'identification des problèmes de coordination au cœur d'une transaction. En raison de la place centrale accordée à la rationalité limitée des individus, O. Williamson insiste sur l'insuffisance analytique qui consiste à

focaliser l'attention sur les arrangements contractuels *ex ante* à la transaction. En effet, les contrats sont nécessairement incomplets et chacune des parties prenantes à la transaction est potentiellement soumise à l'opportunisme *ex post* de son partenaire. Dès lors, il convient de passer d'une problématique centrée sur l'alignement des incitations à une problématique centrée sur l'adaptation des termes contractuels et sur la protection *ex post* des parties prenantes à la transaction (1.3).

1.1. Les droits de propriété dans l'analyse néo-institutionnelle

Les néo-institutionnalistes inscrivent leur analyse dans le cadre de l'incertitude endogène. Cette position méthodologique amène à considérer les institutions comme une nécessité fonctionnelle d'une économie décentralisée qui permet aux individus de s'engager dans des activités de production et d'échange. A cet égard, les droits de propriété sont une institution primordiale à considérer. Les tenants d'une approche par la théorie des droits de propriété, à laquelle D. North se réfère, pensent en effet que la structure des droits de propriété sur les actifs est déterminante pour les incitations qui s'exercent sur les acteurs. Dans cette perspective, l'analyse du comportement des individus lors de leurs interactions conduit à percevoir l'échange dans sa dimension légale, comme un transfert de paquets de droits sur les actifs.

1.1.1. Les droits de propriété pour domestiquer l'incertitude endogène

Les néo-institutionnalistes raisonnent en considérant l'environnement décisionnel des individus comme incertain au sens de F. Knight. Cet auteur présente la distinction standard entre un environnement décisionnel risqué et celui caractérisé par l'incertitude : « *La différence pratique entre les deux catégories le risque et l'incertitude, est que, s'agissant de la première, la distribution du résultat parmi un ensemble de cas est connue (soit par le calcul, a priori, soit par des statistiques fondées sur les fréquences observées), tandis que ceci n'est pas vrai de l'incertitude en raison de l'impossibilité de regrouper les cas, parce que la question à traiter présente un degré élevé de singularité* » (Knight, 1921 : 233). La ligne de démarcation entre les deux manières d'appréhender l'avenir réside donc dans le degré de connaissance des événements futurs. Si, au sein d'un environnement décisionnel risqué, les individus connaissent les états futurs possibles, tel n'est pas le cas au sein d'un environnement incertain.

D. North souligne qu'une altération sémantique est en cours, le concept d'incertitude étant de plus en plus assimilé à celui du risque. Il maintient néanmoins de manière explicite la définition donnée par F. Knight et souligne que « *l'incertitude n'est pas une condition exceptionnelle : c'est la condition sous-jacente qui est responsable de l'évolution de la structure de l'organisation humaine tout au long de l'histoire* » (North, 2005b : 32). Par là, il entend préciser que cette incertitude, à laquelle les individus sont confrontés, les incite de manière constante à rendre leur environnement davantage prévisible. L'être humain, alors, « *construira des règles destinées à restreindre l'éventail des choix possibles. Nous appelons ces règles des institutions* » (North, 2005b : 33).

D. North distingue l'incertitude de l'environnement technique de l'incertitude de l'environnement humain. Cette dernière constitue l'incertitude la plus prégnante. Elle provient de l'impossible anticipation par les individus des comportements de ceux avec qui ils interagissent. L'incertitude est alors qualifiée d'endogène dans la mesure où elle provient du comportement même des individus. En inscrivant leur analyse dans le cadre de l'incertitude endogène, les néo-institutionnalistes sont alors amenés à structurer leur réflexion autour de ce que J. Sapir appelle le paradoxe de Shackle selon lequel « *la décentralisation de la décision induit l'incertitude endogène qui devrait paralyser la décision des acteurs décentralisés* » (Sapir, 2005a, 184). En effet, dans la mesure où les activités d'échange et de production s'inscrivent pour la plupart dans un horizon temporel de long terme, l'incertitude endogène est susceptible de faire naître une forte inhibition chez les individus pour entreprendre ces activités.

L'inscription de l'analyse de la NEI dans le cadre de l'incertitude endogène permet alors de comprendre le rôle instrumental prédominant que les néo-institutionnalistes attribuent aux institutions. Les règles permettent de domestiquer l'incertitude endogène et sont, par là même, déterminantes de l'horizon temporel au sein duquel les individus vont s'inscrire lors de leurs interactions. En effet, en stipulant les droits et les devoirs de chacun, les règles circonscrivent, contraignent les possibilités d'actions. Par voie de conséquence, elles stabilisent les anticipations des individus vis-à-vis du comportement de leurs cocontractants et permettent que les transactions soient entreprises dans un horizon temporel de long terme.

Cette manière de concevoir les institutions, ainsi que leur rôle instrumental, constitue la position analytique commune à de nombreux auteurs se revendiquant d'une approche institutionnelle. Ainsi, G. Hodgson, qui s'est attaché dans nombre d'articles à identifier les

différences épistémologiques entre l'ancienne et la nouvelle économie institutionnelle⁵, souligne que peu d'auteurs institutionnalistes s'opposeraient à la définition relativement large des institutions qui suit et au rôle instrumental qui leur est attribué : les institutions, en tant que « *règles sociales prévalentes qui structurent les interactions sociales (...) peuvent de manière usuelle créer des anticipations stables concernant le comportement des autres. De manière générale, les institutions permettent la pensée, les anticipations et les actions ordonnées en imposant une forme et de la cohérence dans les activités humaines* » (Hodgson, 2006 : 2).

Ce rôle intrinsèquement dual des institutions en tant que règles contraignantes et qui, par là même, permettent l'action ordonnée d'individus décentralisés évoluant au sein d'un environnement d'incertitude endogène est parfaitement illustré par la définition des institutions avancée par J. Commons. Les institutions sont définies par cet auteur comme « *l'action collective qui contrôle, libère et étend l'action individuelle* » (Commons, 1931 : 648). Ainsi, les règles sociales contrôlent l'action individuelle, elles circonscrivent la zone d'action, le domaine autorisé de chacun et domestiquent ainsi l'incertitude de l'environnement humain. Par là même, elles libèrent l'action individuelle car elles lui permettent de se protéger contre les atteintes des autres individus. Elles assurent en particulier la possibilité pour les individus pris isolément de se projeter dans l'avenir et d'entreprendre les activités d'échange et de production qui s'étalent dans un horizon temporel de long terme. Le futur lui-même apparaît alors comme une construction légale de l'action collective. Ainsi, l'économie institutionnelle qu'il cherche à développer considère que « *le futur est franchement reconnu comme imprévisible, mais peut-être dans une certaine mesure contrôlé par l'intuition et l'action collective* » (Commons, 1934 : 107).

Les droits de propriété sur les actifs constituent, à cet égard, l'action collective dans le contrôle et la libération de l'action individuelle la plus importante à considérer. En effet, comme le souligne L. Bazzoli dans son analyse de l'économie institutionnelle de J. Commons, le changement d'optique opéré par cet auteur vis-à-vis de l'économie classique réside dans la mise en évidence que « *l'élément crucial du comportement économique n'est pas le contrôle physique mais le contrôle légal* » (Bazzoli, 1999 : 91).

⁵ Pour une mise en perspective de « l'ancienne » et de la « nouvelle » économie institutionnelle, voir également Rutherford (1996).

1.1.2. Les droits de propriété comme règles sociales façonnant les incitations des individus

Les néo-institutionnalistes mettent également au premier rang de l'analyse les droits de propriété. Néanmoins, l'optique adoptée est différente de celle de J. Commons⁶. D. North, qui se réfère en cela à la théorie moderne des droits de propriété, voit dans ces droits l'institution sociale déterminante de la structure incitative qui s'exerce sur les individus dans la gestion des actifs (North, 1991 : 97).

Cette théorie se développe à la suite des travaux fondateurs de R. Coase introduisant le concept de coût de transaction (Coase, 1937 ; 1960). Les travaux de A. Alchian et H. Demsetz⁷, E. Ferebotn et S. Pejovich (1972), et plus récemment ceux de Y. Barzel (1997), en constituent les principales contributions. L'objectif affiché de cette théorie consiste à montrer comment la structure des droits de propriété sur les actifs influence « *de manière spécifique et prévisible* » (Furubotn et Richter, 1998 : 71) le comportement des détenteurs de ces droits dans l'utilisation de ces actifs. A cet égard, le vecteur d'impact identifié réside dans les incitations des agents, en termes de gains et de pertes financières, induites par la structure des droits de propriété. Cette approche positive se double en outre d'une approche plus normative. Les auteurs préconisent l'établissement d'une structure de droits de propriété non-atténués sur les actifs, afin d'inciter le détenteur de ces droits à développer des stratégies visant la maximisation de la valeur de cet actif. Selon la terminologie de L. Alston et B. Mueller, « *plus les droits de propriété sont exclusifs, plus les incitations à maintenir la valeur de l'actif (...) [et à en] augmenter la valeur par des investissements sont grandes* » (Alston et Mueller, 2005 : 574). Cette position générale se décline de trois manières principales.

En premier lieu, une structure de droits de propriété non-atténués renvoie à une configuration où les droits de propriété sur les actifs sont complets. C'est une configuration où le propriétaire acquiert les trois droits usuellement reconnus comme décisifs (Eggertsson, 1990 : 34-35) :

⁶L'influence de J. Commons sur la théorie moderne des droits de propriété se limite à la prise en considération de l'influence des droits de propriété sur le comportement des individus. Les différences méthodologiques sont par la suite trop importantes pour poursuivre plus avant l'analogie. En particulier, la théorie moderne des droits de propriété se développe au cœur de la théorie néoclassique. En cela, elle développe une approche statique et déductive, étudiant les conséquences de différentes configurations de droits de propriété sur les comportements des agents et évaluant l'efficacité relative des différents équilibres qui en découlent, autant d'éléments antinomiques à la perspective évolutionniste et plus inductive de J. R. Commons. Pour une présentation des différences entre ces approches, voir Dugger (1980), Kanel (1974), Randall (1978) et Gonce (1976).

⁷ Alchian et Demsetz (1973), Demsetz (1998).

- i) le droit d'utiliser l'actif (usus) ;
- ii) le droit de transférer, de changer la forme ou de disposer des actifs (abusus) ;
- iii) et le droit de s'approprier les revenus des actifs (usus fructus).

En d'autres termes, il convient d'aligner, de concentrer autant que faire se peut dans les mains d'un même individu le droit résiduel de contrôle d'un actif avec le droit résiduel aux revenus tirés de cet actif. De cette manière, le détenteur des droits de propriété supportera en termes de gains et de pertes les conséquences directes de ses actions. Il sera par conséquent incité à adopter un comportement permettant la maximisation de la valeur de l'actif (Barzel, 1997 : 3-4).

Outre la complétude des droits de propriété, la sécurisation de ces derniers est également présentée comme un préalable à une configuration de droits de propriété non-atténués, incitant à gérer un actif de manière à maximiser la valeur de ce dernier. Cette prescription renvoie au rôle fonctionnel des droits de propriété mis en avant précédemment, c'est-à-dire en tant que règles issues de l'action collective permettant de juguler l'incertitude de l'environnement humain. Les incitations des individus à s'engager dans des stratégies productives et à développer des échanges impersonnels seront d'autant plus importantes qu'ils sont assurés de profiter dans l'avenir des retours de ces investissements. Par voie de conséquence, les droits de propriété ne peuvent jouer leur rôle fonctionnel d'incitation aux investissements productifs que s'ils sont adossés au pouvoir coercitif de l'Etat. M. Ostrom souligne ainsi que « *si les individus peuvent posséder sans gouvernement, à la manière d'un chien qui possède un os, il ne peut exister de propriété privée sans gouvernement. La propriété est une revendication socialement protégée sur un actif – un paquet de droits exécutoires dans les cours, adossé au pouvoir coercitif du gouvernement.*⁸ » Les droits de propriété individuels ne peuvent exister, ils sont le résultat de l'action collective.

La sécurisation des droits de propriété privés est liée, dans les travaux néo-institutionnalistes, à la question de l'engagement crédible de l'Etat. Pour l'essentiel, la problématique qu'il faut considérer selon les auteurs de la NEI réside dans ce que B. Weingast appelle le dilemme politique fondamental du système économique. Il est formulé de la manière suivante : « *un Etat assez fort pour protéger les droits de propriété est*

⁸ Cité dans Hedlund (2001 : 227).

également assez fort pour exproprier la richesse des citoyens » (Weingast, 1993 : 287). L'émergence de l'autorité tierce permettant la définition et la sécurisation des droits de propriété ne saurait être la source de l'émergence d'une insécurité encore plus forte liée à l'action même de cette autorité légitime. Cela amène D. North à affirmer que l'étude des conditions permettant l'engagement crédible de l'Etat constitue l'une des questions primordiales dans l'étude du développement économique des nations (North, 1993).

Enfin, la recommandation de définir une structure non-atténuée des droits de propriété est transposée dans le cadre d'une transaction. En effet, les tenants de la théorie des droits de propriété mettent l'accent sur la nécessité de porter l'attention sur l'échange des paquets de droits sur les actifs afin de discerner les incitations qui s'exercent sur les parties prenantes. E. G. Furubotn et S. Pejovich soulignent ainsi que *« ce qui est pensé être nécessaire est l'étude précise des droits de propriété qui sont échangés dans une transaction »* (Furubotn et Pejovich, 1972 : 1144). Comme cela a déjà été souligné, R. Coase considère quant à lui que ce qui est échangé sur un marché sont *« des droits à entreprendre certaines actions »* et qu'il faut *« spécifier le cadre institutionnel au sein duquel l'échange prend place puisque ce cadre affecte les incitations à produire et les coûts de transaction »* (Coase, 1992 : 717-718). Il importe ainsi, pour comprendre le comportement des acteurs lors du dénouement d'une transaction, de se focaliser sur le transfert légal des droits sur la propriété future qui prend place.

Une nouvelle fois, ce degré d'observation s'accompagne d'une prescription normative. On touche ici au troisième point concernant la définition d'une structure de droits de propriété non-atténués. Il s'agit de minimiser autant que faire se peut les coûts induits par une transaction. Ces coûts de transaction sont définis comme *« les coûts de mesurage de ce qui est échangé et de la protection des contrats »* (North, 2005b : 203). Ces coûts de mesurage proviennent pour l'essentiel de la difficulté rencontrée par les parties prenantes de spécifier exactement les paquets de droits sur les différents attributs des actifs qui sont échangés lors d'une transaction. Ces coûts entraînent une dilution des paquets de droits sur les actifs (Barzel, 1997). Lors d'une transaction, cela a pour principale conséquence un désalignement entre le droit au revenu et le droit au contrôle des actifs. En effet, chacun des co-échangistes est en mesure d'affecter le flux de revenu tiré de l'actif détenu par l'autre. Cette atténuation des droits de propriété est alors susceptible de provoquer une altération problématique des incitations. Dans la mesure où chacun des cocontractants peut affecter le flux de revenu sans

en être le prétendant résiduel, il ne supporte pas l'ensemble des coûts et des bénéfices de ses actions. Quant aux coûts de protection des contrats, ils renvoient à la problématique de l'engagement crédible des cocontractants ou des coûts de retour à une partie tierce afin d'assurer l'exécution des promesses contractuelles⁹.

L'approche néo-institutionnelle conduit donc à considérer les droits de propriété comme l'institution économique déterminante des incitations qui s'exercent sur les individus. G. Libecap souligne ainsi que « *les droits de propriété sont parmi les institutions sociales les plus importantes (...) le système de droits de propriété établit les incitations et l'horizon temporel des investissements dans le capital physique et humain, la production et l'échange* » (Libecap, 2002 : 140). Il se dégage une perspective positive et normative. La première tend à mettre en évidence l'effet des différentes structures de propriété sur les incitations des détenteurs de ces droits, et par voie de conséquence, sur la gestion de ces actifs. La seconde perspective se développe autour de l'idée de la non-atténuation des droits de propriété.

1.2. L'approche contractuelle de la théorie de l'agence : contrat complet et réponse aux problèmes de coordination *ex ante*

Une analyse en termes de droits de propriété encastres dans la transaction permet ainsi de mettre en exergue des incitations *ex ante* qui s'exercent sur les cocontractants. Par là-même, il est possible d'identifier des problèmes de coordination *ex ante* auxquels les contrats sont appelés à répondre. Au sein des théories des contrats, la théorie de l'agence, ou théorie des incitations, s'organise autour de la problématique de l'alignement des incitations *ex ante*¹⁰. Cette branche de la théorie des contrats s'intéresse à la configuration où un individu, le principal, délègue la responsabilité opérationnelle de certaines activités à un autre individu, l'agent. Ce dernier peut connaître des incitations donnant lieu à des conflits d'intérêts avec ceux du principal. Les problèmes d'agence proviennent de l'imperfection de l'information qui entoure l'interaction entre les deux parties prenantes ; le fait, en particulier, que cette information soit répartie asymétriquement en faveur de l'agent. En cela, la conflictualité des

⁹ Ces deux types de coûts renvoient aux deux manières principales d'assurer l'exécution, l'effectivité des contrats dans la perspective néo-institutionnelle, l'auto-exécution des promesses d'une part et l'exécution par le biais du retour à une tierce partie, d'autre part. A cet égard, D. North évoque respectivement le « *motivational commitment* » et l'« *imperative commitment* » (North, 1993 : 14).

¹⁰ Pour une présentation de la littérature de l'agence et les contrats incitatifs, voir Laffont et Martimort (2002 : 1-27). Pour celle de l'économie des contrats, voir l'ouvrage dirigé par Brousseau et Glachant (2002). Une présentation articulée de manière quelque peu plus différente peut être trouvée dans l'ouvrage de Furubotn et Richter (1998).

intérêts et la décentralisation de l'information constituent les deux fondements de la théorie des incitations (Laffont et Martimort, 2002 : 2).

Deux configurations principales d'imperfection informationnelle constituent les objets d'étude de la théorie des incitations¹¹. La première se caractérise par la non-observabilité des actions de l'agent de la part du principal [*hidden action*]. L'asymétrie d'information porte ainsi sur les actions de l'agent. Le principal se trouve alors dans l'impossibilité de percevoir dans quelle mesure les résultats de l'action entreprise par l'agent sont la résultante des efforts de ce dernier ou de variables étrangères et aléatoires à ses efforts. Cette situation s'observe, à titre d'exemple, dans le cas des contrats agricoles passés entre un propriétaire terrien et les ouvriers agricoles. Le propriétaire ne peut savoir si le niveau des récoltes est obtenu grâce aux activités de ceux qui sont en charge des opérations ou si c'est le fait de circonstances plus ou moins favorables indépendantes de l'action des ouvriers agricoles (fertilité de la terre, conditions météorologiques...). Le niveau de production, seule variable observable de la part du propriétaire, n'est ainsi pas totalement corrélé aux actions de l'agent. La seconde configuration peut provenir du fait que l'agent peut bénéficier, avant ou après la signature du contrat, d'informations qu'il ne partage pas avec le principal [*hidden knowledge*]. Ce dernier, même s'il peut observer les actions de l'agent, se trouve alors dans l'incertitude pour savoir si ces actions sont les plus à même de satisfaire ses intérêts.

La principale conséquence de ces imperfections informationnelles, et c'est en cela qu'elles sont la source de problèmes d'agence, réside dans le fait que le principal se trouve dans l'impossibilité de définir un contrat qui puisse varier selon les actions concrètes des agents et selon leur conformité avec ses propres intérêts. Il faut dès lors organiser l'échange et ce, principalement, par la définition d'un schéma d'incitation adéquat. J. Stiglitz souligne ainsi que « *dans la théorie économique traditionnelle (...), il n'y avait pas de réels problèmes d'incitation. Avec une information parfaite, les individus sont payés pour réaliser un service particulier : s'ils le réalisent, ils sont rémunérés selon le montant prévu dans le contrat, s'ils ne le font pas ils ne sont pas rémunérés. Avec l'imperfection de l'information, les firmes [ou n'importe quel autre principal dans une relation d'agence] doivent motiver et contrôler, récompensant pour les bonnes performances, punissant pour les mauvaises* » (Stiglitz, 2002 : 481).

¹¹ Une présentation de ces différentes configurations d'imperfection informationnelle est réalisée par Arrow (1991).

La dernière partie de la citation met en avant les deux objectifs attribués aux arrangements contractuels par la théorie de l'agence. En premier lieu, il s'agit de définir les arrangements contractuels susceptibles d'inciter l'agent à gérer les opérations qui lui sont déléguées selon les intérêts du principal. Comme le souligne R. Gibbons, l'agent connaît deux sources d'incitation au sein d'une relation d'agence (Gibbons, 2004 : 9)¹². La première réside dans le paquet de droits de propriété qui est échangé lors de la transaction. La seconde réside dans le schéma de rémunération défini par le principal. J. Stiglitz rappelle en effet que l'une des conséquences principales, provenant de l'intégration de l'hypothèse d'information imparfaite dans la théorie néoclassique, réside dans le fait qu'il n'est plus possible de séparer la question de l'efficacité dans l'allocation des ressources de celle des conditions de redistribution des revenus (Stiglitz, 2002 : 506). La théorie des incitations met donc l'accent sur le schéma de rémunération à même de remodeler les incitations résultant du système des droits de propriété. En second lieu, le principal peut définir des mécanismes visant au contrôle adéquat des actions de l'agent¹³. Selon la terminologie de J. Pratt et de R. Zeckhauser, « *le problème posé dans une relation d'agence survient dès lors que (...) le principal ne peut pas contrôler sans coûts et de manière parfaite l'action et l'information de l'agent. Le problème de l'incitation [inducement] et du contrôle devient alors aigu* » (Pratt et Zeckhauser, 1991 : 2-3).

Selon la perspective de la théorie de l'agence, les problèmes de coordination *ex ante* prennent donc essentiellement la forme de coûts d'agence entendus comme les coûts supportés par le principal afin de façonner les incitations de l'agent et s'assurer autant que faire se peut que ce dernier développe des stratégies en conformité avec ses intérêts et ce, en dépit de l'existence d'asymétries d'information.

¹² La distinction souvent réalisée dans la littérature porte sur les incitations spontanées et automatiques induites par la structure des droits de propriété, d'une part, et les incitations artificielles définies au sein des contrats, d'autre part. J. Kornai souligne ainsi que « *déterminer dans quelles circonstances et pour réaliser quelle fonction sociale il est nécessaire de s'appuyer sur les incitations automatiques et spontanées et quand s'appuyer sur les incitations artificielles constitue l'un des problèmes fondamentaux de tout système économique* » Kornai (1992 : 6).

¹³ Dans l'analyse positive du problème d'agence qui se manifeste au sein des firmes en raison de la séparation de la propriété et du contrôle entre les actionnaires, considérés comme le principal, et le gestionnaire, appréhendé comme l'agent, M. Jensen et W. Meckling soulignent ainsi que « *le principal peut limiter les divergences vis-à-vis de ses intérêts en établissant les incitations adéquates pour l'agent ainsi qu'en supportant des coûts de contrôle visant à limiter les activités aberrantes des agents* » (Jensen et Meckling, 1976 : 308).

1.3. La perspective de l'économie des coûts de transaction : une attention portée aux problèmes de coordination *ex post*

Tout en reconnaissant l'importance des droits de propriété et de la problématique de l'ajustement des incitations *ex ante* au sein des contrats¹⁴, l'approche en termes d'ECT insiste sur l'inévitable incomplétude de ces derniers et oriente ainsi l'attention sur les problèmes de coordination *ex post*, ceux qui se manifestent durant la phase de mise en application des contrats. Cette importance des problèmes *ex post* est la conséquence analytique des deux hypothèses relatives au comportement supposé des individus évoquées au début de cette section : leur rationalité limitée et leur tendance naturelle à l'opportunisme.

O. Williamson emprunte explicitement à H. Simon le concept de rationalité limitée selon lequel les individus sont « *intentionnellement rationnels mais seulement de manière limitée* »¹⁵. Si le comportement des individus est mu par la recherche de leurs intérêts, ils se heurtent lors de leurs prises de décision aux limites de leur capacité cognitive. Ces limites concernent les capacités d'acquisition de l'information, d'une part, et surtout celles du traitement de cette information, d'autre part. Les individus se trouvent dans l'impossibilité d'anticiper et de considérer toutes les options et les problèmes à résoudre en raison de leur capacité de calcul limitée. Par voie de conséquence, et selon la terminologie d'O. Williamson, l'ECT « *retient la leçon clé de la rationalité limitée pour l'étude des contrats, à savoir que tous les contrats complexes sont inévitablement incomplets* » (Williamson, 2005a : 46).

Au sein d'un article à vocation synthétique sur la NEI, C. Ménard souligne que « *nous nous débattons toujours avec la fameuse hypothèse de rationalité* » (Ménard, 2003 : 115 ; Ménard, 2001 : 86). Cela tient au fait que l'acceptation des conséquences analytiques de la rationalité limitée par O. Williamson, et au sein des travaux de l'ECT, est partielle ; en cela il est possible d'évoquer une « *version faible* » (Saussier et Yvande-Billon, 2007 : 13) de la rationalité limitée chez cet auteur. En effet, la rationalité limitée, telle qu'entendue par H. Simon, empêche de considérer le comportement des individus placés dans une situation complexe comme le résultat d'un processus de maximisation ; les individus cherchant alors une solution satisfaisante [*satisficing*].

¹⁴ O. Williamson spécifie que « *l'économie des coûts de transaction attache de l'importance à la propriété. Elle reconnaît même de plus l'importance des ajustements ex ante des incitations* » (Williamson, 1994 : 48).

¹⁵ Définition de H. Simon citée dans Williamson (2005a : 46).

Or, deux aspects de l'approche d'O. Williamson peuvent être considérés comme antinomiques à cette proposition. En premier lieu, le choix des structures de gouvernance de la part des cocontractants résulte, selon cet auteur, d'un processus de minimisation des coûts de transaction. Cela constitue la base du mécanisme de « *l'alignement discriminant* » (Williamson, 2005b : 5-6). Tel qu'il le souligne lui-même, les individus ont un comportement « *économisateurs* ». Ils sont en outre « *prévoyants* » et peuvent anticiper dans une certaine mesure les problèmes contractuels susceptibles de se manifester¹⁶.

Dans cette perspective, la NEI fait acte, selon H. Simon lui-même, de « *foi ou peut-être de piété* » dans la mesure où la « *version faible* » de la rationalité limitée amène cette théorie à considérer que « *l'explication adéquate d'un phénomène économique se réduira au comportement maximisateur des parties engagées dans un contrat, étant donné les circonstances qui entourent la transaction* » (Simon, 1991 : 26-27). Selon ce même auteur, O. Williamson demeure ainsi dans le « *domaine magique* », de la maximisation. Cette incohérence interne du raisonnement d'O. Williamson qui est soulignée par de nombreux auteurs¹⁷ oriente ainsi principalement l'attention sur les limites de la vision fonctionnaliste et déterministe du changement institutionnel qui est implicite dans l'idée « *d'alignement discriminant* ». En effet, même si la problématique du changement institutionnel est clairement secondaire dans les travaux d'O. Williamson, l'idée « *d'alignement discriminant* » signifie que la forme d'organisation la plus efficace émergera spontanément lors de l'interaction des individus (Kingston et Caballero, 2009 : 161 ; Dixit, 2009 : 18). Et, selon la terminologie de B. Théret, « *l'histoire qu'il nous raconte n'est que la chronique répétitive de la minimisation des coûts de transaction par une collection d'agents identiques* » (Théret, 2003 : 70)¹⁸.

¹⁶ Cité dans Chabaud *et al.* (2008).

¹⁷ Voir Hodgson (1998 ; 1993).

¹⁸ Dans cette citation, « il » renvoie à ce que cet auteur, avec d'autres, appréhende comme l'institutionnalisme du choix rationnel au sein duquel il range la NEI. Au sein de son travail synthétique sur les différents courants qui structure le champ institutionnaliste en économie, cet auteur met en regard la NEI avec l'institutionnalisme historique de l'école de la régulation et l'institutionnalisme sociologique de l'école des conventions. Cette grille de lecture est construite au regard des réponses apportés par les différents courants à la question des mécanismes qui président à l'émergence et à l'évolution des institutions. A cette question, l'ECT répond par le principe de « *l'alignement discriminant* » : les institutions évoluent selon le principe d'efficacité constitué par la minimisation des coûts de transaction. Comme cela transparaîtra dans la suite de l'analyse (*cf.* Chapitre 3), notons d'ores et déjà avec B. Théret qu'il est délicat, à l'heure actuelle, de ranger dans la case de l'institutionnalisme du choix rationnel D. North. Pour une présentation de cette grille de lecture des différents institutionnalismes, voir Théret (2000 ; 2003) et Billaudot (2004).

L'autre élément qui permet d'évoquer une « *vision faible* » de la rationalité limitée chez O. Williamson tient à la seconde hypothèse comportementale qui structure l'ECT, à savoir l'opportunisme. Selon O. Williamson, l'opportunisme se manifeste par « *une recherche d'intérêt personnel qui comporte la notion de tromperie* » (Williamson, 1994 : 70-71) et par une « *divulgaration incomplète et déformée de l'information* » (Williamson, 1984 : 198). Ce comportement est à l'origine de l'incertitude comportementale, ou stratégique, qui entoure la transaction et contre laquelle chacun des cocontractants cherche à se prémunir (Williamson, 1984 : 203). Or, en suivant J. Sapir, il est possible de considérer que cette constance supposée de l'opportunisme, lorsqu'on la considère dans une perspective dynamique, entre en contradiction avec l'hypothèse de rationalité limitée. En effet, cela revient à supposer que les individus sont en mesure d'évaluer *ex ante* les coûts et les avantages de leurs comportements opportunistes *ex post* puis de définir un cadre d'encadrement de leur transaction qui réponde à cette évaluation *ex ante* (Sapir, 2005 : 201). On touche de nouveau ici aux limites de l'idée de l'alignement discriminatoire qui sous-tend la vision fonctionnaliste de l'émergence et du changement institutionnel chez O. Williamson.

De plus, la réduction des mobiles du comportement des individus à l'opportunisme ne permet pas de comprendre les situations où un comportement opportuniste, pourtant possible, n'est pas observé. Comment saisir les comportements d'adhésion aux règles, les comportements de loyauté de la part des individus au sein d'une organisation ou vis-à-vis des règles qui structurent la transaction ? Comment rendre compte de la diversité des comportements dans une transaction dont les éléments structurels, les attributs, sont identiques, si l'on suppose que les individus sont guidés uniquement par l'opportunisme ? Ce problème est posé, entre autres, par d'autres tenants de la NEI, tels que D. North ou A. Greif. Le premier souligne qu'il est délicat de faire reposer le raisonnement sur un postulat comportemental uniforme à l'égard des règles. Il apparaît nécessaire de reconnaître la diversité des motifs d'action et le caractère historiquement et socialement déterminé du processus de choix¹⁹. Quant à A. Greif (2004), il met également en évidence les limites de l'approche d'O. Williamson pour traiter de la problématique de l'effectivité des institutions. Il souligne l'importance des croyances partagées, notamment comportementales, qui se

¹⁹ En cela, D. North est sans doute plus proche de la perspective d'H. Simon et des auteurs de l'ancienne économie institutionnelle pour appréhender la diversité des motivations des individus ainsi que l'encastrement historique et social du processus de décision. Sur ce point, voir Vanderberg (2002), Dequech (2002), Forest et Mehier (2001) et Rutherford (1983).

développent durant l'interaction dynamique qui structure la transaction afin de comprendre le comportement de défection des parties prenantes vis-à-vis des règles. Pour ce faire, il propose une approche en termes de théorie des jeux au sein de laquelle la prise en compte du contexte et une mise en regard historique de l'interaction considérée sont nécessaires.

Comme le soulignent D. Chabaud *et al.*, O. Williamson a désormais infléchi sa position sur l'opportunisme, comme comportement invariant ; l'importance des « *différences de perception et de lecture des événements* » (Chabaud *et al.*, 2004 : 10-11) est prise en compte pour saisir le comportement opportuniste des parties prenantes à une transaction. En outre, la littérature sur les structures de gouvernance reconnaît que, pour ce qui est de la problématique de l'exécution des règles, « *beaucoup dépend du comportement mutuel des agents, de la dynamique de leurs relations et de l'environnement institutionnel* » (Brousseau, 2008 : 47). Le contexte et la dynamique historique de l'interaction sont ainsi désormais reconnus au sein des travaux standards de l'ECT.

A ce stade de l'analyse, il convient néanmoins de reconnaître que les principaux messages d'O. Williamson concernant les hypothèses de rationalité limitée et d'opportunisme demeurent. En premier lieu, les contrats complexes sont nécessairement incomplets. Ensuite, et selon la terminologie de D. Chabaud *et al.*, il convient de se garder d'une « *vision naïve de la coopération compte tenu de l'incapacité à s'assurer ex ante de la bonne foi durable du partenaire* » (Chabaud *et al.*, 2004 : 11). L'opportunisme n'est plus postulé mais il demeure à l'évidence possible. Lors de la phase de mise en application des contrats, les individus peuvent être enclins à tirer profit des événements qu'ils n'ont pu prévoir et stipuler dans le contrat de manière *ex ante*. Dès lors, eu égard à cette nécessaire incomplétude des contrats et au comportement potentiellement opportuniste des individus, deux conclusions relatives à la manière d'envisager les problèmes de coordination peuvent être avancées.

En premier lieu, le risque d'opportunisme *ex post* de la part de chacun des deux cocontractants est susceptible de réduire leur volonté de s'engager dans une transaction pourtant mutuellement profitable. Cette réticence des individus sera d'autant plus forte que les investissements propres à la transaction présentent un degré particulièrement élevé de spécificité. Cela signifie que l'opportunité pour redéployer cet actif est faible (Williamson, 2005b : 8). Cela place l'investisseur dans une situation de *lock-in*, de dépendance bilatérale forte vis-à-vis de son partenaire. Il est alors fragile vis-à-vis d'une stratégie de *hold-up* de la part de ce dernier. Cette stratégie de *hold-up* renvoie à la manifestation de l'opportunisme *ex*

post par laquelle chaque partie prenante tente de s'approprier la quasi-rente organisationnelle dont les conditions de partage ne peuvent être définies *ex ante*. Par définition, la quasi-rente organisationnelle, ou quasi-rente appropriable, constitue le surplus d'efficacité permis par l'usage conjoint des actifs de production grâce à un mode spécifique de coordination. Selon O. Williamson, l'enseignement principal à retenir pour l'étude de l'organisation des transactions est que les investissements dans les actifs spécifiques auront peu de chance de prendre place si des garanties, des sauvegardes suffisantes contre l'opportunisme *ex post* ne sont pas définies *ex ante* (Williamson, 1994 : 72).

Ces précautions contre l'opportunisme *ex post* passent par la définition d'un certain nombre de mécanismes intégrés au sein des structures de gouvernance²⁰. Minimiser les risques d'occurrence de l'opportunisme suppose en premier lieu la définition d'un schéma incitatif susceptible de réduire la probabilité d'apparition des comportements opportunistes. Ce schéma se double de règles coercitives, de prescription ou de proscription, dictant les comportements requis par les cocontractants. Des mécanismes de contrôle, de surveillance des actions des individus apparaissent nécessaires pour vérifier la conformité de leurs actions avec leurs engagements contractuels. Enfin, ces mécanismes doivent nécessairement être doublés par un système de punition afin que les cocontractants soient fermement incités à respecter leurs engagements.

La seconde conclusion de l'ECT réside dans le fait que les structures de gouvernance doivent permettre aux parties prenantes à la transaction de gérer les « *perturbations* » (Williamson, 1984 : 202) fortuites et imprévisibles. Parallèlement à l'observation réalisée précédemment concernant sa vision de la rationalité limitée, il est possible d'évoquer une « *vision lâche* » ou, à tout le moins, ambivalente de l'incertitude chez O. Williamson²¹. En effet, l'une des conséquences analytiques principales d'un environnement décisionnel incertain tient à ce que les décisions des individus ne peuvent être le fruit d'un calcul de maximisation. Comme le souligne D. Dequech, dans un environnement « *d'incertitude fondamentale, de nouveaux états non imaginés et inimaginables peuvent prendre place dans le futur (...)* Il n'existe aucune solution optimale qui pourrait être définie *ex ante* de manière objective » (Dequech, 2001 : 912). Prendre en compte l'incertitude en tant qu'élément

²⁰ D'après Brousseau et Fares (2000) et Brousseau (1993 : 76).

²¹ Voir Moureau et Rivaud-Danset (2004 : 79).

déterminant des coûts de transaction, tout en maintenant l'idée d'un comportement « *économisateur* » qui présiderait au mécanisme de « *l'alignement discriminant* » peut apparaître incohérent. Une nouvelle fois, la critique porte sur la vision fonctionnaliste du changement institutionnel mais laisse relativement inchangée l'idée de l'adaptabilité sur laquelle insiste O. Williamson. Les contrats de long terme doivent offrir une certaine dose de flexibilité aux cocontractants afin que ces derniers puissent adapter les termes de leurs relations aux circonstances imprévisibles susceptibles de l'affecter. L'adaptabilité des termes du contrat en réponse aux évolutions fortuites demeure un objectif essentiel attribué aux structures de gouvernance (Williamson, 1991 : 279). Ces perturbations sont taxées d'incertitude innocente dans la mesure où elle ne dépend pas directement de la volonté des acteurs, par opposition à l'incertitude stratégique ou comportementale qui provient de l'action potentiellement opportuniste des individus.

Ainsi, la perspective qui se dégage de l'ECT amène à modifier la nature analytique des contrats. Plus précisément, la perspective de l'ECT conduit à attribuer aux structures de gouvernance deux rôles fonctionnels supplémentaires par rapport à l'objectif de l'ajustement des incitations attribué au contrat par la théorie de l'agence. Il s'agit en premier lieu de minimiser les risques d'occurrence de l'opportunisme *ex post* au contrat. En second lieu, les contrats doivent permettre aux parties prenantes de s'adapter de manière adéquate aux circonstances fortuites qui affectent leur relation. Ces deux rôles fonctionnels peuvent être l'objet d'un arbitrage. En effet, la réalisation de ces deux objectifs place les cocontractants devant un dilemme, un arbitrage entre définir un contrat dont les arrangements sont suffisamment contraignants et stables pour permettre de gérer l'opportunisme et assurer les investissements dans les actifs spécifiques, d'une part, mais aussi prévoir, en même temps, un degré de flexibilité adéquat pour adapter leur contrat aux événements non anticipés, d'autre part (Brousseau, 2008 : 43). En suivant S. Saussier et A. Yvande-Billon, il est possible de considérer que « *cet arbitrage entre rigidité et flexibilité se retrouve (...) dans le choix de toutes les dimensions contractuelles* » (Saussier et Yvande-Billon, 2007 : 46).

SECTION 2. L'ANALYSE TRANSACTIONNELLE D'UNE STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE LIBERALE

En suivant l'approche de la NEI, l'analyse comparative des structures de gouvernance pétrolière est développée selon deux angles d'étude : d'une part, l'identification des problèmes de coordination induits par la transaction et, d'autre part, la manière dont les

différentes structures de gouvernance interagissent avec ces problèmes de coordination. dans cette section, l'attention se porte sur la structure de gouvernance libérale.

La première étape du raisonnement porte sur l'identification des problèmes de coordination *ex ante* auxquels les contrats doivent répondre afin de permettre au principal, l'Etat, de voir ses intérêts prévaloir. Pour ce faire, il convient de considérer les incitations spontanées qui s'exercent sur les compagnies pétrolières privées dans la gestion des ressources en terre en fonction du paquet de droits échangés lors de la transaction. A cet égard, du point de vue des compagnies privées, la transaction se caractérise par une atténuation des droits de propriété sur les ressources. Cette atténuation se décline de trois manières principales. Tout d'abord, la transaction se caractérise par un transfert incomplet des droits sur les ressources. Les compagnies acquièrent le droit d'usage sans se positionner en tant que propriétaire des ressources en terre. Ensuite, l'horizon temporel légal au sein duquel prend place la transaction est limité. Enfin, cette transaction prend place entre deux acteurs dont le statut juridique est différent ; l'Etat constituant tout à la fois une partie prenante à la transaction et l'autorité légitime en charge de la protection de ces droits. Le droit d'usage des ressources qui est transféré aux compagnies est donc potentiellement non sécurisé (2.1). Au regard de l'analyse de la structure incitative qui s'exerce sur les compagnies privées par le biais de ce transfert atténué des droits sur les ressources, il est possible de délimiter les contours de la zone de conflit-coopération entre un Etat et les compagnies privées. Cette zone de conflit-coopération se structure autour de trois pôles : l'intensité d'exploration d'une province pétrolière, le taux de déplétion des réserves découvertes ainsi que le partage de la rente pétrolière (2.2). A l'aune de ces problèmes de coordination susceptibles d'être observés, il est possible de mener une analyse comparative des différentes dispositions contractuelles selon leur capacité intrinsèque à surmonter ces problèmes de coordination (2.3).

2.1. L'atténuation des droits de propriété lors de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier d'une structure de gouvernance libérale

Trois formes d'atténuation des droits transférés aux compagnies privées peuvent être mises en évidence. Tout d'abord, les droits accordés aux compagnies sont incomplets. Ensuite, il est nécessaire de garder à l'esprit que ces droits sont temporaires. Enfin, la transaction s'établit entre deux acteurs dont les statuts juridiques sont inégaux. Les droits accordés aux compagnies sont ainsi potentiellement non sécurisés.

2.1.1. Le caractère partiel des droits transférés aux compagnies pétrolières privées

La première dimension de l'atténuation des droits sur les ressources encastrée dans la transaction fondatrice d'une structure de gouvernance libérale tient au fait que les compagnies acquièrent les droits d'usage des ressources en terre sans se positionner en tant que propriétaire légal de ces dernières. Si les compagnies sont en mesure d'acquérir des droits exclusifs pour l'exploration et la production de pétrole, aucun des différents régimes d'ouverture par lesquels les compagnies acquièrent ce droit d'usage ne remet en question la propriété publique sur les ressources en terre.

Il demeure néanmoins une différence entre les différents régimes légaux d'ouverture. A cet égard, il est usuel de distinguer deux régimes juridiques. Il s'agit du régime des licences, d'un côté, et, de l'autre, celui du régime contractuel constitué par les APP et les accords de service. Les licences d'exploration-production attribuées par les Etats aux compagnies pétrolières stipulent que les ressources pétrolières deviennent la propriété de l'opérateur à la tête du puits, c'est-à-dire une fois que le pétrole est extrait. Quant aux APP et aux accords de service, non seulement ils ne prévoient aucun transfert légal des droits sur les ressources pétrolières *in situ*, mais ils stipulent également que l'ensemble du pétrole produit demeure la propriété de l'Etat (ou de la compagnie publique, dès lors que les accords sont signés avec cette dernière) [Hansen et Percebois, 2010 : 212]. Les compagnies sont rémunérées par le transfert d'une partie du pétrole produit (Al-Attar et Alomair, 2005 : 248 ; Taverne, 1994 : 8). A cet égard, il convient de distinguer le *cost oil* et le *profit oil*. Durant une période initiale, les compagnies peuvent être en droit d'acquérir la propriété légale de l'ensemble du pétrole produit ; ceci afin de recouvrir leurs coûts. Il s'agit du *cost oil*. Usuellement, les contrats définissent une limite temporelle à cette période du *cost oil* et/ou une limite en termes de pourcentage maximum de la production susceptible de revenir aux compagnies par le biais de ce mécanisme. Dans un second temps, le *profit oil* est partagé entre la compagnie et l'Etat selon un pourcentage défini au sein du contrat. Les compagnies pétrolières acquièrent la propriété légale de ce pétrole au point de commercialisation et/ou d'exportation (Bindemann, 1999 : 13-14). Le timing de la propriété transférée aux compagnies est ainsi différent de celui qui prend place dans le cadre des licences (Johnston, 1994 : 21). Quant aux accords de service, la compagnie privée peut, de la même manière que dans le cadre des APP, être rémunérée par une part du pétrole produit. Elle peut également

l'être par le biais d'une rémunération fixée au sein du contrat. Le cas échéant, il n'y a pas de transfert légal du pétrole.

Ces différences dans le transfert légal du droit sur le pétrole produit ne sont pas sans importance du point de vue des compagnies. Cela tient au fait que ces différences impliquent que les compagnies sont en mesure d'enregistrer [book] dans leur bilan des niveaux différenciés de réserves selon qu'elles opèrent dans le cadre de licences ou des APP et des contrats de service. En raison de l'importance que semble être la variable constituée par le taux de renouvellement de leurs réserves prouvées pour leur valorisation boursière, les compagnies pétrolières privées sont particulièrement attentives à cette dimension. A cet égard, les licences offrent la possibilité aux compagnies d'enregistrer l'ensemble des réserves prouvées contenues dans un gisement. Dans le cadre des APP, elles ne sont autorisées à enregistrer que le niveau des réserves correspondant au *cost oil* ainsi qu'à leur part dans le *profit oil*.

Le transfert incomplet des droits de propriété sur les ressources en terre constitue la première dimension de l'atténuation des droits de propriété sur les ressources lors de la transaction fondatrice encadrée dans une structure de gouvernance libérale. La conséquence analytique de cette forme d'atténuation des droits réside dans le fait que les compagnies pétrolières privées sont incitées à développer des stratégies de gestion des ressources en terre dont l'objectif est de permettre la maximisation de la valeur de leurs actifs, et non une stratégie visant la maximisation de la valeur des ressources en terre.

2.1.2. Le caractère temporaire des droits transférés aux compagnies privées

La deuxième forme d'atténuation des droits sur les ressources encadrée dans une structure de gouvernance libérale tient au caractère temporaire des droits d'accès transférés aux compagnies. Or, la durée de validité des droits d'accès va déterminer l'horizon temporel au sein duquel les compagnies vont se projeter dans leur calcul visant à arbitrer les pertes et les bénéfices qu'elles vont supporter dans la stratégie de gestion des réserves pétrolières. A cet égard, une approche en termes de droits de propriété amène à considérer que « *seule une concession d'une durée infinie pourrait équivaloir à une propriété privée totale sur les ressources* » (Boadway et Flatters, 1993 : 4). Une telle éventualité amènerait les compagnies à se positionner comme les prétendantes résiduelles aux revenus et aux pertes induites par les activités de l'amont pétrolier et ce, dans un horizon temporel infini. Elles supporteraient, dans le cadre de cet horizon temporel, l'ensemble des coûts et des bénéfices de leurs actions. Tel

n'est pas le cas puisque les licences d'exploration et/ou de production sont valables durant une période déterminée. De la même manière, les contrats de travail stipulent une période de validité précise de l'accord. Le caractère temporaire des droits d'accès aux ressources en terre constitue la deuxième dimension de l'atténuation des droits transférés aux compagnies. Il résulte de ce fait que les compagnies sont incitées à déterminer des stratégies dont l'objectif est de maximiser leur profit dans le cadre de l'horizon temporel défini légalement par la durée de validité de leurs droits d'accès.

2.1.3. Le caractère potentiellement non sécurisé des droits transférés aux compagnies privées

L'horizon temporel dans lequel vont s'inscrire les compagnies pétrolières dans la détermination de leur stratégie de gestion des ressources en terre est également fonction de la sécurité de leurs droits d'accès définis au sein des contrats. Cela permet d'introduire la troisième forme d'atténuation des droits de propriété sur les ressources en terre. Elle tient au caractère potentiellement non sécurisé des droits d'accès accordés aux compagnies en raison de l'inégalité juridique entre les parties prenantes à la transaction. L'Etat se présente tout à la fois comme partie prenante à la transaction et comme autorité légitime ultime chargée de la mise en application des contrats (Noël, 2000 ; 2002 ; Brinsmead, 2007). En termes juridiques, les titres miniers d'accès aux ressources en terre sont accordés par la signature de contrats d'Etat. Dans cette perspective, les arrangements contractuels sont soumis à l'aléa de souveraineté : terme générique, visant à souligner que les Etats sont toujours en mesure de faire usage de leur pouvoir souverain afin d'engager une remise en cause unilatérale des principales dispositions contractuelles, voire de revenir sur la propriété privée même des actifs.

L'agencement des droits de propriété attaché à la transaction induit donc trois formes d'atténuation des droits de propriété sur les ressources pétrolières transférés aux compagnies : le caractère incomplet des droits, leur caractère temporaire, ainsi que le caractère potentiellement non sécurisé de ces droits. Ces trois formes d'atténuation orientent le comportement des compagnies selon trois axes principaux :

- i) elles sont incitées à déterminer des stratégies de gestion des ressources en terre dont l'objectif est de maximiser la valeur de leurs actifs ;
- ii) ces stratégies se réalisent dans le cadre de l'horizon temporel légal défini par la durée de validité d'accès des licences ou des contrats ;

- iii) les compagnies sont supposées prendre en considération l'incertitude stratégique, entendue au sens de l'ECT qui résulte de l'aléa de souveraineté qui entoure la transaction.

2.2. Convergences et divergences d'intérêts : les éléments constitutifs de la transaction fondatrice d'une structure de gouvernance libérale

Toute transaction oscille entre conflits et convergences d'intérêt entre les parties prenantes. En s'appuyant sur l'analyse de la structure incitative « spontanée » portée par les droits de propriété, il apparaît possible de définir les contours de cette zone de conflit-coopération entre un Etat propriétaire des ressources et les compagnies privées en charge des opérations de l'amont pétrolier. Trois pôles délimitent cette zone de conflit-coopération :

- i) l'intensité d'exploration de la province pétrolière ;
- ii) la stratégie de déplétion des ressources, c'est-à-dire le rythme d'extraction des réserves découvertes ;
- iii) la captation par l'Etat de la rente pétrolière.

2.2.1. L'exploration d'une province pétrolière

Durant les années 1960, le comportement attentiste adopté par les compagnies pétrolières internationales en termes d'exploration a constitué l'un des points de revendication de la part de certains pays détenteurs de ressources, principalement les pays du Moyen-Orient (Stevens, 2008a : 15-16). La possibilité pour les sept sœurs de développer de telles stratégies attentistes était rendue possible par leur position de monopole dans les opérations de l'amont pétrolier au sein de ces pays. Cette position était quant à elle permise du fait que les concessions leur octroyaient des droits d'exploration et de production au sein d'une zone géographique très étendue, parfois même au sein de l'ensemble du territoire sur lequel s'exerçait la souveraineté des Etats. Quant à la rationalité de ces stratégies attentistes, elle est à chercher dans le fait qu'elles soutenaient le processus de cartellisation de l'industrie pétrolière internationale initié par les sept sœurs en 1928 au travers des accords informels d'Achnacarry et de la « *ligne rouge* » (Chevalier, 1973 : 24-30). Par ces accords, les principales compagnies pétrolières internationales cherchaient à « geler » leur part de marché respectif et à mettre un terme à la concurrence par les prix. Pour ce faire, il s'agissait d'éviter

l'ouverture non coordonnée de nouvelles zones de production à faibles coûts afin de prévenir les effets négatifs sur les prix²².

A la suite des nationalisations des actifs durant la première moitié des années 1970 et en dépit de l'ouverture, ou de la réouverture, de l'amont pétrolier de certains pays aux compagnies privées, ces dernières continuent de rencontrer des difficultés pour accéder aux ressources et pour assurer le substrat de leur production future par le renouvellement de leurs réserves propres. Dans cette perspective, l'incitation spontanée de maximisation de la valeur de leurs actifs signifie qu'un comportement attentiste de leur part en termes d'exploration au sein des zones géographiques, recouvertes par les licences ou les APP qu'elles obtiennent, est désormais peu probable. Néanmoins, il ne peut être fait totalement jachère d'une telle possibilité au regard des caractéristiques structurelles du secteur et de l'atténuation des droits sur les ressources qui est encadrée dans la transaction fondant une structure de gouvernance libérale.

- L'incitation à maximiser la valeur des actifs et les stratégies d'exploration des compagnies privées

Le premier vecteur d'incitation qui s'exerce sur les compagnies privées réside dans leur volonté de maximiser la valeur de leurs actifs. Cette perspective conduit à une convergence d'intérêt avec les Etats producteurs souhaitant assurer l'exploration adéquate de leur province pétrolière. En effet, le taux de renouvellement des ressources constitue une variable importante sur laquelle se joue la valorisation boursière des compagnies pétrolières²³. A cet égard, la difficulté rencontrée par les compagnies pétrolières internationales pour

²² Depuis les travaux de P. Frankel, il est connu que les caractéristiques structurelles de l'industrie pétrolière, en particulier son caractère capitalistique et aléatoire, ainsi que l'importance des économies d'échelle, tendent à favoriser les processus de cartellisation. Il présente de la manière suivante la conclusion de son analyse relative aux caractéristiques technico-économiques de l'industrie pétrolière : « *S'il me fallait résumer les résultats de ma recherche et définir en quelques mots les traits essentiels de l'industrie pétrolière, je dirais qu'elle se caractérise avant tout par son incapacité à s'adapter automatiquement aux variations des conditions économiques* » (Frankel, 1948 : 91). Tout en soulignant la fragilité intrinsèque des cartels, il en conclut que « *la libre concurrence entre les compagnies pétrolières n'apparaissait qu'après l'écroulement d'une entente et préparait seulement un nouvel accord* » (Frankel, 1948 : 111). A cet égard, il est possible de suivre P. Stevens lorsqu'il souligne que l'histoire de l'industrie pétrolière peut être lue au travers des tentatives, de la part des acteurs ayant le droit de gestion des ressources en terre, de s'entendre afin d'éviter les conséquences des ouvertures non contrôlées de nouvelles zones de production (Stevens, 2010 : 11).

²³ Voir Osmundsen *et al.* (2006). Le travail économétrique réalisé par ces auteurs vise à établir le lien de corrélation entre l'évolution de la valorisation boursière de 14 compagnies pétrolières internationales et leurs différents indicateurs opérationnels et financiers. Pour la période courant de 1990 à 2003, trois indicateurs apparaissent importants à considérer : les prix pétroliers, le niveau de production et le taux de remplacement des réserves des compagnies.

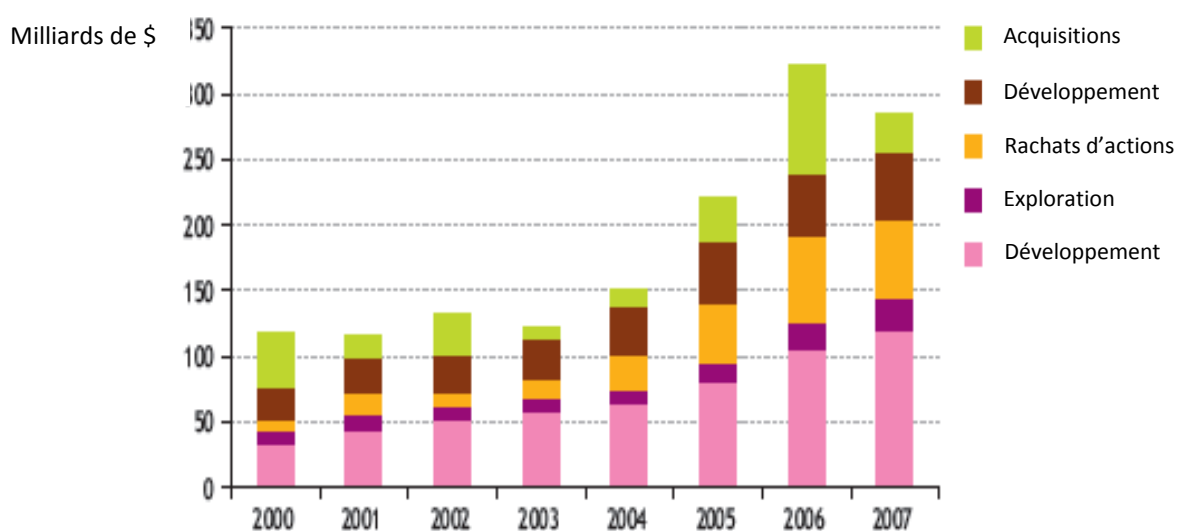
accéder aux réserves des pays producteurs se traduit par une difficulté partagée par un nombre croissant de compagnies afin d'assurer un renouvellement adéquat de leurs réserves propres (IEA, 2008 : 335-336). Pour ce qui est des cinq majors (ExxonMobil, Shell, BP, Total et Chevron), ce taux demeure supérieur à 100 % jusqu'en 2006. Il diminue fortement en 2007 pour se fixer à 54 % en moyenne (IEA, 2008 : 344-346). Depuis 2008, ce taux dépasse de nouveau les 100 %.

Cette volatilité dans le taux de renouvellement des réserves propres des compagnies pétrolières internationales est à mettre en relation avec la volatilité des prix. Dans le cadre des APP, le montant des réserves propres que les compagnies sont autorisées à enregistrer varient mécaniquement en sens inverse du prix du pétrole. Cela tient essentiellement au mécanisme du *cost oil*, selon lequel les compagnies acquièrent le pétrole produit initialement afin de recouvrir les coûts d'exploration. De ce fait, la baisse des prix, telle qu'elle a été observée en 2008, augmente mécaniquement le niveau de la part de production revenant aux compagnies par le biais du mécanisme du *cost oil* et, par voie de conséquence, le niveau de réserves qu'elles sont autorisées à enregistrer. En dépit de cette volatilité, il n'en demeure pas moins que beaucoup de compagnies pétrolières privées se trouvent, ces dernières années, dans l'impossibilité de renouveler leurs réserves par le seul fait de l'exploration. Dans cette perspective, il ne fait que peu de doute que ces dernières sont incitées à saisir l'ensemble des opportunités offertes par les pays producteurs.

Un second facteur participe à renforcer cette convergence d'intérêts entre les Etats et les compagnies pétrolières privées. Il s'agit de l'augmentation des coûts marginaux d'extraction induite par la déplétion des gisements existants. En effet, dans la mesure où les réserves présentes au sein d'un gisement sont de plus en plus difficiles d'accès, les coûts d'extraction d'un baril supplémentaire de pétrole augmentent dès lors que les réserves les plus facilement accessibles ont été produites. Dans cette perspective, M. Adelman souligne que l'exploration de nouveaux gisements est une condition nécessaire pour les compagnies pétrolières afin de contrecarrer l'augmentation sinon inévitable de leurs coûts de production et, par voie de conséquence, l'incidence négative de cette hausse sur leur profit (Adelman, 1972 : 74). Le vecteur d'incitation résidant dans leur volonté de maximiser la valeur de leurs actifs laisse penser que les compagnies pétrolières ne sont pas à même de définir des stratégies attentistes en termes d'exploration dès lors qu'une licence ou un contrat leur a été accordé.

Néanmoins, il n'est pas possible d'écarter, à coup sûr, une telle éventualité et ce, pour des laps de temps plus ou moins longs. A titre d'exemple, l'évolution des comportements en termes d'investissements des compagnies pétrolières privées depuis la hausse des prix engagée à la fin des années 1990 a amené certains observateurs à analyser les raisons pour lesquelles cette hausse des prix ne s'est pas traduite par une hausse plus conséquente de la part de leurs profits consacrée aux investissements dans l'exploration de nouveaux gisements²⁴ (cf. Graphique 1.1). Le débat s'est notamment focalisé sur l'importance prise par la part des profits des principales compagnies pétrolières internationales utilisée pour le rachat de leurs propres actions²⁵. L'Agence internationale de l'énergie estime ainsi qu'entre 2000 et 2007, la moitié de la hausse des profits des 25 principales compagnies pétrolières internationales a été retournée aux actionnaires par le biais des dividendes et par le rachat de leurs propres actions (IEA, 2008 : 344).

Graphique 1.1 : Utilisation des profits de la part des compagnies pétrolières internationales 2000-2007



Source : IEA (2008 : 345).

D'après les rapports des 20 compagnies pétrolières internationales les plus importantes.

²⁴ Les rapports successifs de l'AIE tendent à souligner qu'il a été effectivement observé une augmentation continue depuis 2000 – à l'exception de l'année 2009 – du niveau des investissements dans l'amont entrepris par les compagnies pétrolières privées et publiques. Cette hausse fait suite à une période de désinvestissement relativement marqué durant les années 1990. En terme nominal, cette hausse représente une multiplication par un facteur de quatre entre 2000 et 2011. Néanmoins, une grande partie de cette hausse est attribuable à l'augmentation des coûts des inputs. En termes réels, cette hausse s'établit à 120 %. IEA (2010 : 135-139), IEA (2011 : 141-144).

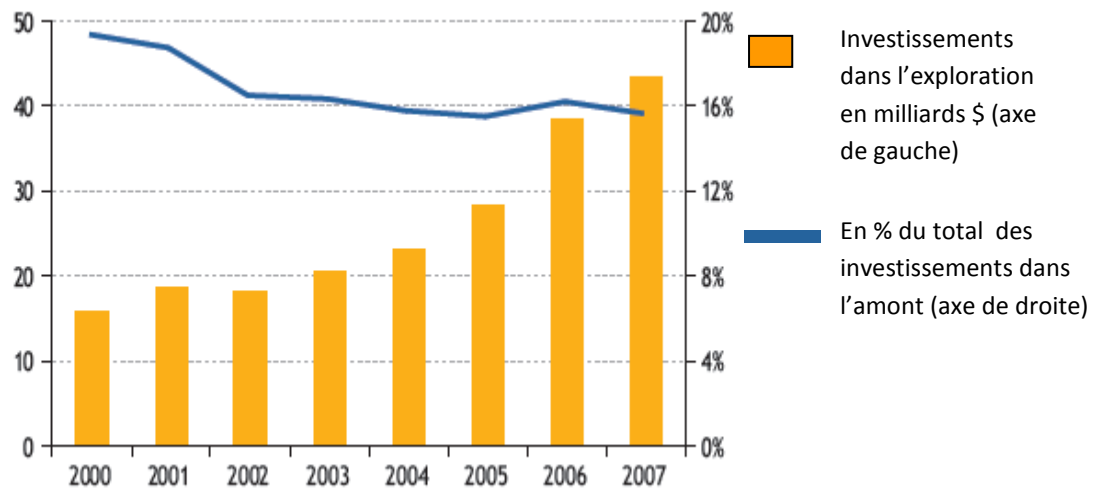
²⁵ Voir notamment Jaffe et. Soligo (2007), Fattouh et Mabro (2006) et Stevens (2009).

Etats propriétaires explique pour une grande part le manque d'opportunités rentables s'offrant aux compagnies pour investir dans l'exploration, deux autres raisons ayant trait à l'incitation des compagnies à maximiser leur valorisation boursière peuvent être avancées.

La première raison tient à l'arbitrage réalisé par les compagnies entre les différentes méthodes qui permettent d'assurer un renouvellement de leurs réserves propres. En effet, il existe une diversité de moyens par lesquels les compagnies privées peuvent atteindre un tel objectif ; l'exploration de nouveaux gisements se présentant comme un procédé parmi d'autres (Adelman, 1996 : 19-20). Deux autres méthodes peuvent être mises en évidence. En premier lieu, il s'agit de ce qu'il est convenu d'appeler « *l'exploration light* ». Cela consiste à focaliser les efforts d'investissement au sein des gisements déjà découverts afin d'augmenter le montant des réserves prouvées²⁶. A cet égard, la part des investissements pour l'exploration de nouveaux gisements a toujours été relativement moindre que celle des investissements pour le développement des gisements. L'augmentation des investissements dans l'amont pétrolier observée depuis 2000 s'accompagne ainsi d'une baisse de la part relative des investissements dans l'exploration (*cf.* Graphique 1.2). Cela explique pourquoi la part des nouvelles réserves prouvées permises par les investissements dans les gisements déjà en production tend à s'accroître vis-à-vis de la part des réserves contenues au sein de nouveaux gisements. A l'évidence, il est dans l'intérêt des Etats pétroliers de voir les compagnies pétrolières maximiser le niveau des réserves prouvées au sein des gisements en production par le biais des investissements dans les techniques de récupération assistée. Néanmoins, il convient de garder à l'esprit que cette stratégie peut se substituer aux investissements pour l'exploration de nouveaux champs pétroliers.

²⁶ Rappelons que les réserves prouvées constituent une catégorie flexible. Selon les différentes méthodes de catégorisation des réserves présentes dans le sous-sol d'un pays, il est usuel de distinguer les réserves prouvées des réserves probables et possibles. Les réserves prouvées constituent la part des réserves découvertes dont l'extraction est rentable étant donnée les conditions économiques et les techniques actuelles d'extraction. Dans cette perspective, le niveau des réserves prouvées au sein des gisements en production varie continuellement en fonction de l'évolution des cours pétroliers et des investissements réalisés dans les techniques de récupération assistée. Il est donc possible d'assurer une augmentation des réserves prouvées par le biais des investissements au sein des gisements déjà en production. Voir Martin (1992 : 49-50).

Graphique1.2 : Investissements dans l'exploration pétrolière et gazière 2000-2007
 (D'après les données des 50 compagnies pétrolières les plus importantes, NOC comprises)



Source : IEA (2008 : 309).

La seconde méthode, alternative à l'exploration, qui s'offre aux compagnies pétrolières privées afin de renouveler leurs réserves réside dans l'acquisition des droits sur les réserves déjà en production. Cela se réalise au travers de fusions-acquisitions, ou par le biais d'une intervention active sur le marché secondaire des licences et/ou contrats. Les trois types d'investissements pour le renouvellement de leurs réserves apparaissent ainsi en concurrence. Les compagnies pétrolières arbitrent constamment entre ces différents procédés. Dans cette perspective, l'incitation à maximiser leur valorisation boursière par le biais d'un taux de renouvellement adéquat de leurs réserves peut ne pas induire automatiquement des efforts conséquents et continus visant l'exploration d'une province pétrolière. La position propre à chaque compagnie en termes de réserves propres ainsi que les coûts relatifs des différents procédés sont à prendre en considération afin d'évaluer l'impact de ces arbitrages en termes d'investissement pour l'exploration de nouveaux gisements. L'enjeu pour les compagnies pétrolières est d'assurer le renouvellement de leurs réserves sans compromettre le taux moyen de rentabilité de leurs capitaux.

Cela amène à considérer la seconde raison mise en avant pour expliquer que les compagnies pétrolières puissent adopter durant certaines périodes des comportements relativement attentistes. Elle réside dans l'arbitrage en faveur du maintien d'un taux élevé de rentabilité de leurs capitaux. N. Antill et R. Arnott développent l'idée d'un dilemme stratégique pour rendre compte du choix qui se présente aux compagnies pétrolières entre sécuriser leur potentiel de croissance de la production, d'une part, et maintenir la rentabilité

moyenne de leurs capitaux, d'autre part (Antill et Arnott, 2002). Cet arbitrage tient à ce que les indicateurs de la rentabilité moyenne des capitaux engagés par les compagnies pétrolières diminuent durant les phases d'exploration et augmentent durant les phases de désinvestissement.

Cette « *faille* » (Osmundsen *et al.*, 2006 : 52) dans les incitateurs de rentabilité des compagnies n'est certes pas propre à l'industrie pétrolière. Néanmoins, certaines caractéristiques structurelles des investissements dans l'amont pétrolier amènent à rendre cet arbitrage plus aigu pour les compagnies pétrolières. Il s'agit du caractère très capitalistique des investissements dans l'amont pétrolier, de la concentration relativement importante des capitaux à engager durant la phase initiale des projets, ainsi que du délai assez long qui sépare ces investissements du moment où les compagnies commencent à recouvrir leurs coûts²⁷. Ces caractéristiques tendent à accentuer la diminution du taux moyen de rentabilité des capitaux durant la phase initiale des projets pétroliers. En outre, cette rentabilité tend à augmenter fortement dès lors que la production commence et que les actifs sont amortis. A cet égard, N. Antill et R. Arnott soulignent que beaucoup de gisements qui assurent actuellement aux compagnies pétrolières internationales des *cash flow* conséquents constituent des « *actifs hérités* » (Antill et Arnott, 2002 : 53). Il s'agit des gisements explorés avant les années 1970 et qui se sont révélés posséder un niveau de réserves exploitables bien supérieur au niveau anticipé lors de leur mise en production. Selon ces auteurs, le point important à souligner est que ces actifs ont, en règle générale, été totalement amortis. Cette conjugaison entre l'importance des *cash flow* qu'ils génèrent, d'une part, et leur faible valeur dans la comptabilisation des actifs des compagnies, d'autre part, conduisent les auteurs à considérer que les compagnies pétrolières surestiment leur profitabilité. Elles sont alors incitées à fonder leurs décisions d'investissement sur la base d'un taux de rentabilité interne des projets trop élevé. Ainsi, la baisse du taux de rentabilité des capitaux durant la phase d'exploration ainsi que le maintien à un niveau quelque peu artificiel de ce taux grâce à l'importance des gisements « *hérités* » expliquent que les compagnies puissent développer des stratégies attentistes en termes d'exploration.

Au final, la volonté des compagnies pétrolières de sécuriser leur niveau de production, ainsi que le faible degré d'ouverture de l'amont pétrolier au niveau mondial, amènent à

²⁷ Pour une présentation de la structure des coûts de la chaîne pétrolière, voir Asmundsen (1992 : 22-26) et Carrié et Dalemont (1994 : 27-32).

considérer qu'elles sont incitées à profiter de l'ensemble des opportunités qui leur sont offertes par les Etats producteurs pour engager des investissements dans l'exploration. Il convient néanmoins de ne pas perdre de vue que les arbitrages auxquels elles sont soumises peuvent les amener à développer des stratégies attentistes durant des phases plus ou moins longues.

- La durée des droits d'accès et les stratégies d'exploration des compagnies privées

Les dispositions relatives à la durée des contrats sont traversées par l'arbitrage entre stabilité et flexibilité mis en avant par les approches en termes d'ECT²⁸. Une durée longue des contrats est considérée comme propice pour offrir une stabilité suffisante favorisant les investissements dans les actifs spécifiques. Selon E. Penrose, et sans préjuger de la validité de cette assertion, le monopole accordé aux compagnies pétrolières internationales dans les opérations de l'amont pétrolier des principaux pays du Moyen-Orient, ainsi que la durée quasi-infinie des concessions qui leur ont été attribuées, a joué un rôle incitatif certain dans le domaine de l'exploration de la part de ces dernières (Penrose, 1959 : 248).

Néanmoins, une réduction de la durée de validité des licences peut également permettre aux Etats de se prémunir contre les comportements attentistes des compagnies privées. Ainsi, durant les années 1950-1960, la réduction de la durée de validité des concessions est apparue aux Etats propriétaires comme un outil au moyen duquel ils ont tenté de modifier le comportement attentiste des sept sœurs en termes d'exploration (Cattan, 1967 : 90-92). A cet égard, les Etats propriétaires ont également, et surtout, joué sur la modification du monopole d'accès des compagnies pétrolières internationales au sein de leurs territoires. Il a ainsi été observé un rôle croissant des compagnies pétrolières indépendantes, ainsi qu'une fragmentation du territoire en différentes zones géographiques délimitant la zone de validité des concessions attribuées.

La tendance à la diminution de la durée de validité des concessions traditionnelles demeure relativement modeste durant les années 1960. Néanmoins, cette tendance s'affirme plus nettement durant les années 1970 et 1980 au sein des nouvelles zones de production ouvertes aux compagnies pétrolières internationales, en particulier au sein des différentes zones de la mer du Nord. Il en va de même pour la fragmentation des zones géographiques de validité des licences. Il se généralise également progressivement des clauses contractuelles

²⁸ La durée de validité des contrats constitue l'un des objets d'étude privilégiés des approches comparatives au sein de la littérature sur les contrats. Voir Saussier et Yvande-Billon (2007 : 46) ainsi que Cheung (1969 : 36-41).

dites de *relinquishment*. Selon ces dispositions, les compagnies sont dans l'obligation d'abandonner une partie de la zone géographique initialement recouverte par les licences. C'est, pour l'Etat, la garantie que les compagnies ont l'intention d'explorer et de développer les zones sur lesquelles elles maintiennent leurs droits et, d'autre part, qu'il pourra attribuer à des compagnies différentes la zone géographique pour laquelle les compagnies ont abandonné leurs droits d'exploration²⁹.

En outre, une réduction de la durée de validité légale des licences ou contrats, ainsi que la fragmentation des projets d'exploration-production en différentes phases (phase initiale de prospection, phase de forage d'exploration, phase de production), peut apparaître nécessaire afin d'ouvrir la possibilité de renégocier les contrats et d'assurer ainsi une adaptabilité des termes contractuels à l'incertitude qui entoure la transaction. En particulier, du point de vue de l'Etat, cette fragmentation en différentes périodes de la durée de vie des projets peut lui permettre d'assurer une captation adéquate de l'information grâce à laquelle il est en mesure de renégocier les termes contractuels. Ainsi, parallèlement à la tendance à la diminution de la durée légale de validité des licences, il s'observe également durant les années 1970 et 1980 une tendance à la fragmentation des projets de l'amont pétrolier en différentes phases au sortir desquelles les compagnies et l'Etat renégocient les termes du contrat. Cette fragmentation s'accompagne néanmoins de clauses dont l'objet est d'assurer le droit de la compagnie exploratrice à acquérir les licences de production.

- Les stratégies d'exploration des compagnies privées sensibles à l'aléa de souveraineté

Le troisième vecteur d'incitation, c'est-à-dire le caractère potentiellement non sécurisé des droits d'accès accordés aux compagnies, pourrait constituer une donnée importante à prendre en compte pour comprendre les stratégies d'exploration des compagnies privées. La raison essentielle qui justifie cela réside dans le degré de spécificité particulièrement élevé qui caractérise les investissements dans l'exploration.

Ce degré de spécificité des actifs est difficilement quantifiable. Si les travaux s'attachant à apprécier cette dimension des investissements procèdent par une approche essentiellement qualitative, des approches quantitatives existent néanmoins au sein de la

²⁹ Sur les grandes tendances relatives à la structure des contrats pétroliers durant les années 1980, voir Cameron (1988 : 31-34).

littérature de l'ECT³⁰. Trois raisons, tenant aux caractéristiques technico-économiques de l'industrie pétrolière, montrent que les investissements dans l'exploration pétrolière présentent une spécificité particulière. L'intensité capitalistique du secteur a déjà été soulignée. Si cette caractéristique est propre à tous les niveaux de la chaîne de l'industrie pétrolière, elle se retrouve particulièrement dans les activités de l'amont pétrolier. Ensuite, l'activité de recherche du pétrole est risquée, aléatoire, dans la mesure où, en dépit des progrès technologiques en termes d'études sismiques, seuls les forages permettent aux compagnies de s'assurer de la présence, ou non, d'hydrocarbures dans le sous-sol. Le risque d'existence de « puits secs » demeure réel. Enfin, les investissements sont « irrécupérables » [*sunk investment*]. Selon la logique de l'ECT, le degré hautement spécifique des investissements pour l'exploration amène à considérer que les investissements dans l'amont pétrolier positionnent les compagnies dans une situation de *lock-in*, source de fragilité par rapport à l'opportunisme *ex post* potentiel du gouvernement.

La manifestation de l'opportunisme *ex post* des Etats, facilité par le statut juridique inégal des partenaires, est usuellement appréhendée dans la littérature sur l'industrie pétrolière à travers l'idée d'« *obsolescing bargain* »³¹ ou celle de « *grande scission* » [*great divide*]³². Cette « *grande scission* » caractérise le moment de la relation bilatérale où survient la découverte de gisements rentables au sein d'une province pétrolière. C'est alors que, dans la relation bilatérale, l'intérêt des Etats à faire jouer leur pouvoir unilatéral par la modification des termes contractuels, voire par une remise en cause de la propriété privée, peut se manifester.

La littérature portant sur l'impact de cette incertitude stratégique sur le comportement des compagnies pétrolières en termes d'exploration tend à confirmer la logique d'analyse de l'ECT. Les risques d'expropriation, entendus comme le retour sur la propriété privée des actifs ou la modification unilatérale des principales dispositions contractuelles, peuvent impacter à la baisse les investissements dans l'exploration au sein d'une province pétrolière

³⁰ Pour une synthèse des différents types de spécificité mis en avant dans la littérature de l'ECT et des méthodologies utilisées afin de les quantifier, voir Saussier et Yvande-Billon (2007 : 19 et 65). Pour des articles dont l'objet est de mener des analyses empiriques relatives à la spécificité des actifs, voir à titre d'exemple, Saussier (2000) et Maher (1997).

³¹ Le terme est introduit par R. Vernon et structure à l'heure actuelle la littérature sur le cycle du nationalisme pétrolier. Voir Vernon (1973 : 67-75) ainsi que Stevens (2008a : 5).

³² Adelman (1972 : 42).

(Bohn et Deacon, 2000 ; Deacon et Mueller, 2004 ; Besley, 1995). Cette incertitude stratégique tend à augmenter la prime de risque ajoutée par les compagnies au taux de rentabilité interne minimum pour évaluer la viabilité des projets d'exploration. Par voie de conséquence, les gisements marginaux d'une province pétrolière peuvent apparaître comme non rentables, et leur exploration peut être négligée.

2.2.2. Le rythme de déplétion des gisements : l'horizon temporel différent au sein duquel les deux acteurs peuvent s'inscrire

Le deuxième pôle qui structure la zone de conflit-coopération entre un Etat et des compagnies privées est constitué par l'utilisation réalisée des réserves, c'est-à-dire le taux de déplétion de ces dernières. A cet égard, saisir les divergences d'intérêts entre les parties prenantes à la transaction revient fondamentalement à considérer les discordances dans l'horizon temporel au sein duquel les deux parties évoluent. Cela tient bien sûr au caractère non renouvelable des ressources en terre. La prise en considération de cette dimension dans la compréhension du fonctionnement de l'industrie pétrolière est initiée par les travaux de C. L. Gray et d'H. Hotelling. Ce dernier souligne que cet aspect structurel nécessite un dépassement, ou du moins un renouveau, du cadre d'analyse de la théorie néoclassique : *« le type d'équilibre statique de la théorie économique si bien développée aujourd'hui est tout à fait inadéquat pour une industrie au sein de laquelle le maintien indéfini d'un taux de production régulier constitue une impossibilité physique »* (Hotelling, 1931 : 139). En particulier, une analyse statique se trouve dans l'impossibilité de rendre compte, de manière adéquate, des stratégies des agents en termes de quantité produite. Le caractère épuisable de la ressource oblige à intégrer, dans l'analyse du niveau optimal de production, une dimension temporelle. En effet, dans la mesure où l'acte de production d'une unité de pétrole constitue de manière consubstantielle un acte de destruction, la détermination de la quantité optimale de production constitue, de fait, le résultat d'un arbitrage qui s'inscrit dans un cadre temporel.

Les termes de cet arbitrage sont les suivants : le bénéfice permis par l'extraction d'une quantité de production au temps t va de pair avec un sacrifice en termes de bénéfices futurs. La littérature appréhende ce sacrifice comme le coût d'usage ou comme la valeur de la ressource *in situ*. Afin de maximiser la valeur actualisée de la ressource en terre, l'opérateur doit équilibrer, pour chaque période, la valeur de l'unité extraite et la valeur de la ressource en terre. Tel est l'arbitrage à partir duquel la théorie néoclassique des ressources épuisables se saisit du problème du rythme optimal de production et des facteurs susceptibles de

l'influencer (structure du marché, fiscalité...)³³. Dans cette perspective, le taux d'actualisation, qui capte la préférence pour le présent des opérateurs, acquiert un rôle prépondérant. Il constitue la variable déterminante du taux de déplétion choisi par ces derniers.

Une analyse en termes d'incitations spontanées induites par les droits de propriété privés sur les actifs et l'atténuation des droits qui est encadrée dans une structure de gouvernance libérale laisse à penser que les compagnies pétrolières privées sont incitées à inscrire leurs stratégies dans un horizon temporel de court terme. Cette perspective est alors potentiellement problématique pour les Etats, propriétaires des ressources en terre, et peut appeler une régulation des incitations des compagnies afin d'assurer l'effectivité de la préférence étatique en termes de taux de déplétion.

- L'incitation à maximiser la valeur des actifs et la stratégie de déplétion des réserves des compagnies pétrolières privées

La première raison pour laquelle les compagnies privées peuvent être enclines à trancher l'arbitrage intertemporel dans un horizon de court terme provient de leur incitation à maximiser la valorisation boursière de leurs actifs. En effet, cela oriente leurs stratégies vers une extraction rapide des réserves prouvées. Ce fait s'explique particulièrement par l'équation particulière entre la structure des coûts et les bénéfices susceptibles d'être retirés des activités de l'amont pétrolier sur laquelle l'analyse s'est arrêtée précédemment. L'importance capitaliste des investissements, la concentration relative des coûts durant la période initiale des projets, ainsi que les pertes liées aux forages de puits secs, sont autant de caractéristiques qui rendent crucial, du point de vue des compagnies, un retour rapide sur les investissements au sein des gisements en production afin de maintenir à un niveau adéquat le taux de rentabilité moyen de leurs capitaux³⁴.

Néanmoins, il convient de garder à l'esprit deux particularités technico-économiques de l'industrie pétrolière qui peuvent constituer des freins à cette incitation originale à

³³ Pour une synthèse de la littérature, voir Devarajan et Fisher (1981), J. Percebois (1989 : 182-209) et Rotillon (2005 : 19-32).

³⁴ Cette incitation à une extraction rapide induite par la structure particulière des coûts de l'industrie pétrolière est développée par Frankel (1948 : 30-36).

maximiser rapidement la production d'un gisement³⁵. La première caractéristique tient au fait que le taux de production initial va façonner pour partie le profil de production du gisement, c'est-à-dire le rythme et la durée respective des phases d'accroissement de la production, de stabilisation de cette dernière et enfin la phase de déclin³⁶. Un taux initial de production élevé va entraîner une baisse de pression plus rapide au sein du gisement. Dans cette perspective, une production initiale intense peut conduire à un plateau de production s'établissant à un niveau plus élevé mais s'étalant sur une durée plus courte. Le gisement entrera dans une phase de déclin plus rapidement. De plus, le taux de déclin sera d'autant plus rapide que le pic de production atteint par le gisement est élevé en termes de ratio production/réserves. Selon la terminologie de l'AIE, « *un taux de déclin plus rapide va main dans la main avec un niveau de production plus élevé durant le pic de production par rapport aux réserves* » (IEA, 2008 : 223). Dans cette perspective, une compagnie privée ayant pour objectif de maximiser la valeur de ses actifs est placée devant un arbitrage dont les termes sont les suivants : une extraction rapide permettra certes de rentabiliser ses investissements plus rapidement mais entraînera également un tarissement plus rapide de cette production.

La seconde caractéristique technico-économique tient au fait que le taux de production initial va déterminer pour partie le taux de récupération du gisement, c'est-à-dire le montant maximum de réserves qui pourra en être extrait. Si les investissements continus dans les techniques de récupération assistée constituent le facteur déterminant du taux de récupération final d'un gisement, il n'en demeure pas moins qu'il existe un taux de production dont le dépassement peut aboutir à une baisse du taux de récupération global.

Les caractéristiques technico-économiques du secteur sont ainsi la source de deux freins intégrés à l'incitation première des compagnies de maximiser rapidement la production afin de maintenir à un niveau adéquat leur taux de rentabilité interne. Néanmoins, la force de ces freins et la réponse apportée à ces arbitrages dépendent fondamentalement de la manière

³⁵ La présentation de ces deux caractéristiques et des arbitrages relatifs au choix du taux de production initial d'un gisement qu'elles laissent peser sur un opérateur est développée par R. Hannesson (1998 : 63-67).

³⁶ Outre la manière dont le gisement est développé, le second type de facteurs qu'il importe de prendre en considération réside dans les caractéristiques inhérentes au gisement, en particulier la taille des réserves ainsi que sa localisation *onshore* ou *offshore*. Le rapport de l'AIE met néanmoins en évidence l'interconnexion de ces deux types de facteurs. En effet, il est souligné que les gisements *offshore* sont développés plus rapidement et atteignent leur pic de production avec un niveau de production sur réserves plus important. Ces gisements présentent par conséquent un taux de déclin plus rapide que les gisements *onshore* : l'explication avancée réside dans le fait que les gisements *offshore* sont plus intensifs en capitaux et nécessitent donc un recouvrement des coûts plus rapide et, par voie de conséquence, un taux d'extraction initial plus intense. IEA (2008 : 230).

dont elles valorisent les bénéfices et les pertes futures. Cela conduit à considérer l'atténuation des droits sur les ressources encadrée dans la transaction d'une structure de gouvernance libérale.

- Le caractère incomplet et temporaire des droits de propriété sur les ressources transférés aux compagnies privées

Dans la mesure où les compagnies privées ne se positionnent pas en tant que propriétaires légales des ressources en terre, ces dernières connaissent un coût d'usage relativement moindre que celui qui incombe aux Etats propriétaires des ressources. Plus précisément, les compagnies sont incitées à inscrire l'arbitrage entre produire maintenant ou plus tard dans la période au cours de laquelle elles ont le droit à l'accès aux ressources. Les Etats propriétaires, eux, inscrivent cet arbitrage au sein d'un horizon temporel infini. Dans cette perspective, les compagnies sont incitées à trancher l'arbitrage auquel elles sont soumises dans le cadre d'un horizon temporel plus court que celui des Etats. Cela signifie que les compagnies peuvent être enclines à définir un taux d'extraction initial rapide, en dépit du fait que cela entraînera une entrée plus rapide dans la phase de déclin des gisements, voire une baisse du montant total des réserves extraites.

- Aléa de souveraineté et taux de déplétion

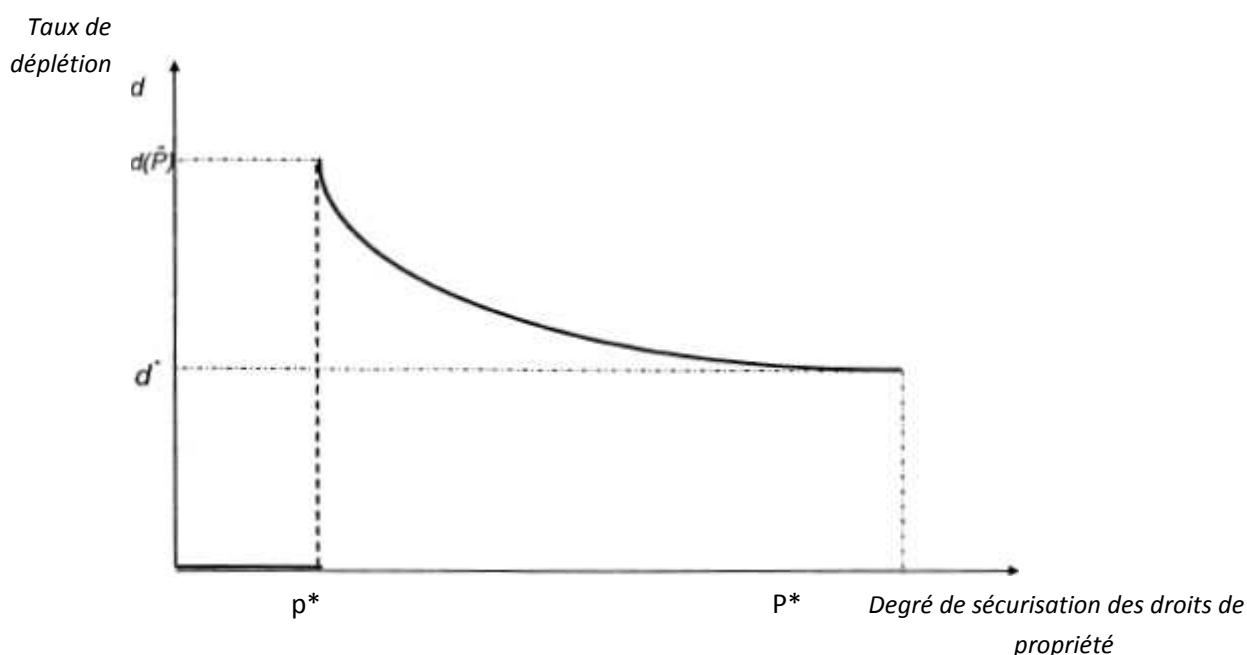
L'impact de l'incertitude stratégique sur le comportement des compagnies privées en termes de déplétion des réserves fait l'objet d'un débat au sein de la littérature sur l'économie pétrolière. Rapidement résumés, les termes du débat sont les suivants. La première position, relativement intuitive, amène à considérer que l'incertitude stratégique incite les compagnies à extraire le plus rapidement possible les ressources auxquelles elles ont accès (Johany, 1980 : 33-39). Le taux d'actualisation qu'elles choisissent pour valoriser les gains futurs est élevé. Le raisonnement sur lequel s'appuie la seconde position est développé par M. Adelman (1990). Ce dernier souscrit à l'idée que le risque d'expropriation induit effectivement une augmentation du taux d'actualisation utilisé par les compagnies. Néanmoins, afin de saisir de manière rigoureuse leur décision de production, il convient d'ajouter au coût d'usage supporté par les compagnies, l'augmentation des coûts futurs induits par un taux de déplétion rapide³⁷.

³⁷ Ces deux effets induits par l'extraction d'une unité de pétrole sont englobés au sein du concept d'effets de stocks introduit par C. Howe et défini comme « *les effets physiques sur les conditions futures d'accès à la ressource, y compris les changements dans les coûts d'extraction et dans les limites du stock total à disposition, résultant de l'extraction actuelle de la ressource* » Howe (1979 : 17).

Cet arbitrage est formulé de la manière suivante par M. Adelman : « *un développement plus intensif signifie un ratio production sur réserves plus élevé ainsi qu'un accroissement des investissements requis pour un baril de production supplémentaire. Dans cet arbitrage, un taux d'actualisation plus élevé [et par conséquent une préférence pour le présent plus prégnante] pénalise une déplétion plus lente mais il augmente également le coût d'investissement supporté par l'opérateur pour extraire plus rapidement. Ainsi, il rend une déplétion plus rapide préférable mais moins accessible* » (Adelman, 1996 : 19). Dans cette perspective, un degré élevé d'incertitude stratégique peut occasionner un ralentissement du rythme d'extraction des ressources pétrolières.

Cette indétermination de l'impact de l'incertitude stratégique sur les choix en termes de taux de déplétion des compagnies privées conduisent certains auteurs à traiter cette question au travers d'un continuum (Gaddy et Ickes, 2005 : 573) (cf. Graphique 1.3). En deçà d'un certain seuil de sécurisation p^* , le taux optimal de déplétion est nul. Les dépenses pour la production sont trop risquées. A l'autre extrémité du continuum, P^* constitue le seuil où les droits de propriété sont totalement sécurisés et où prend place un taux de déplétion optimal pour la maximisation de la valeur actualisée nette de la ressource en terre, les autres variables sont supposées être fixes (prix actuels et anticipés, coûts actuels et anticipés...). Entre ces deux seuils, le taux de déplétion est une fonction décroissante du degré de sécurisation des droits de propriété.

Graphique 1.3 : Taux de déplétion optimal et droits de propriété



Source : Gaddy et Ickes (2005 : 573).

Au final, l'analyse de la structure incitative spontanée induite par la volonté des compagnies privées de maximiser la valeur de leurs actifs, ainsi que par l'atténuation des droits encadrée dans la transaction, amène à considérer que les compagnies privées sont enclines à trancher l'arbitrage intertemporel qui se pose à tout opérateur d'une ressource non renouvelable dans un horizon temporel de court terme, aspect potentiellement problématique pour les Etats propriétaires des ressources.

- Les liens entre la politique de déplétion et les intérêts macroéconomiques des Etats

Définir l'ampleur des divergences d'intérêts entre un Etat et les compagnies privées sur la question du taux de déplétion au regard des incitations qui s'exercent sur ces dernières ne peut sans doute pas être réalisé à la lumière d'une analyse qui se focalise uniquement sur la question des droits de propriété, et qui attribue à un Etat un taux d'actualisation inférieur à celui des compagnies privées. En effet, il est tout aussi possible de trouver des exemples où le conflit entre les compagnies et l'Etat s'est cristallisé sur la question de la *sous-exploitation* des réserves³⁸ que des exemples où ce conflit a porté sur une *surexploitation* des réserves.

Ces différences dans la manière dont ont pu se structurer les conflits d'intérêt eu égard au taux de déplétion des provinces pétrolières, dès lors que les Etats ont souhaité assurer l'effectivité de leur droit de gestion des ressources en terre, tendent à souligner l'hétérogénéité des intérêts des Etats dans leurs stratégies de déplétion. Cette hétérogénéité perdure. A cet égard, il est usuel d'opposer les Etats développant un « plan court » à ceux qui se tournent vers un « plan long » de gestion des ressources en terre. Cette hétérogénéité témoigne en retour de la complexité inhérente au problème auquel tout Etat propriétaire fait face dans le choix de sa politique de déplétion. En particulier, la réponse appropriée susceptible d'être apportée par les Etats à la question : « produire maintenant ou plus tard ? » doit être replacée dans l'analyse de la structure productrice et exportatrice des économies, d'une part, et de celle du pouvoir de marché potentiel de cet Etat, d'autre part.

Concernant la première dimension, le rythme de déplétion souhaitable pour un Etat ne peut être abordé que par une analyse des coûts et des bénéfices induits par l'utilisation active

³⁸ C'est en effet sur cette dimension que certains Etats du Moyen-Orient, en particulier l'Irak, ont fait porter leurs revendications en termes de contrôle de la production au sein de la structure de gouvernance des concessions traditionnelles. Une nouvelle fois, cette sous-exploitation était permise par les caractéristiques des concessions traditionnelles (large zone recouverte et durée de validité très longue) et, une nouvelle fois, cette stratégie des sept sœurs était sous-tendue par leur effort de cartellisation afin de gérer le surplus durant les années 1960. Voir Luciani (2011 : 6-7) et Hartshorn (1993 : 152-153).

de la rente pétrolière, et ce, au sein de la problématique plus large de la diversification de la structure productive des économies³⁹. La seconde dimension permet d'introduire ce que J. Hartshom considère comme le point de friction principal entre les intérêts des compagnies privées et ceux des Etats (Hartshom, 1993 : 159-160 ; Ayoub, 1994a : 504). Les compagnies pétrolières privées sont désormais preneuses de prix. Leur niveau de production n'est pas à même d'affecter dans un sens quelconque les cours pétroliers. Dans cette perspective, elles ne font pas face au dilemme prix *versus* quantité auquel sont soumis les Etats producteurs, dès lors que leur part de marché est suffisamment élevée pour que les variations de leur niveau de production affectent les cours pétroliers. La maximisation des profits des compagnies passe alors par la maximisation des quantités de production. Cette divergence d'intérêt potentielle peut, en outre, être renforcée en raison de la structure particulière des coûts supportés par les compagnies. En effet, l'importance des coûts fixes à engager avant la phase de la production amène cette dernière à être rentable même si le prix de valorisation se fixe à un niveau relativement bas (Asmundsen, 1992 : 22).

2.2.3. Les contraintes à la captation de la rente pétrolière par les Etats propriétaires

Il ne semble pas nécessaire de considérer en détail les différentes incitations qui s'exercent sur les compagnies privées pour pouvoir affirmer que la question du partage de la rente pétrolière est un point très sensible de la transaction fondatrice d'une structure de gouvernance libérale. L'analyse ne suit donc pas ici le même type de raisonnement que précédemment mais se concentre sur la définition conceptuelle de la rente pétrolière ainsi que sur les difficultés que peuvent rencontrer les Etats propriétaires pour capter cette dernière. Il est courant de différencier plusieurs types de rentes produites par les opérations de l'amont pétrolier : notamment les rentes différentielles ainsi que la rente de rareté (ou rente minière)⁴⁰.

Comme il a été souligné, le caractère épuisable de la ressource pétrolière amène les travaux théoriques à incorporer une dimension temporelle afin de rendre compte de la stratégie des acteurs en termes de choix de production. Cette dimension temporelle conduit également à intégrer dans l'analyse le concept de rente de rareté dont la nature analytique

³⁹ Pour une analyse de la complexité des choix en termes de politique de déplétion au regard de la structure productive et exportatrice des économies des Etats propriétaires des ressources, voir les Stevens et Mitchell (2008a ; 2008b).

⁴⁰ Il ne sera pas abordé la rente de monopole induite par le pouvoir de marché de certains acteurs.

diffère de celle de rente différentielle, développée par les auteurs classiques⁴¹. En effet, puisque l'acte de production entraîne des conséquences irréversibles en termes d'épuisement des ressources, il apparaît délicat de considérer la rémunération du propriétaire des ressources en terre comme un paiement pour l'utilisation, selon la terminologie de D. Ricardo, des « *facultés productives originelles et indestructibles du sol* » (Ricardo, 1981 : 89)⁴². Si les activités minières sont effectivement sources de rente, cette dernière provient des effets irréversibles en termes d'épuisement des ressources. Le propriétaire des ressources supporte un coût d'usage représentant le sacrifice en termes de bénéfices futurs inhérent à toute production. Le caractère épuisable de la ressource amène ainsi à justifier théoriquement une différenciation entre le prix du pétrole et le coût marginal de production, la différence constituant la rente de rareté. En outre, ce caractère épuisable donne au pétrole « *une valeur en terre pour son propriétaire* » (Gaudet, 1983 : 35).

La rente de rareté ne peut être ainsi comprise que dans une perspective dynamique dans la mesure où elle ne trouve sa raison d'être que dans le caractère épuisable de la ressource en terre. En outre les deux conséquences susmentionnées, à savoir que la rente de rareté est susceptible d'affecter le prix de valorisation des ressources et que cette donnée tend

⁴¹ Pour l'introduction de cette différenciation analytique nécessaire entre la rente différentielle entendue au sens de D. Ricardo et les rentes découlant des activités d'extraction de ressources naturelles non-renouvelables, Gray (1914), Gaudet (1983 : 19-22) et Amundsen (1992 : 9-15).

⁴² Rappelons que D. Ricardo développe une analyse similaire de la nature de la rente foncière et de la rente minière induite par les activités charbonnières dans les chapitres II et III des *Principes*. De la même manière que la rente foncière, le niveau des rentes minières différentielles est déterminé par le rendement du capital employé dans la mine marginale : « *On suppose que cette mine rapporte le profit habituel du capital ; tout ce que les autres mines produisent au-delà de ce seuil sera naturellement payé aux propriétaires à titre de rente. Ce principe est exactement le même que celui exposé pour la terre, il ne sera donc pas nécessaire d'approfondir ici la question* » Ricardo (1981 : 106-107). On peut néanmoins souligner une certaine ambiguïté chez D. Ricardo dans ce traitement similaire de la rente minière et foncière. Cela transparaît au début du chapitre II, lorsqu'il critique l'usage du terme de rente par A. Smith en référence à la rétribution des propriétaires fonciers norvégiens à la suite d'une augmentation du prix du bois ainsi qu'en référence à la rétribution des propriétaires des mines de charbon. D. Ricardo considère que ce paiement ne constitue pas une rente dans la mesure où le dédommagement est versé afin de pouvoir enlever et vendre le bois et le charbon. Il souligne ainsi que « *la rétribution versée pour leur usage correspond à la valeur du charbon (...) qu'on en extrait, et n'a aucun rapport avec les facultés productives originelles et indestructibles de la terre* » (Ricardo, 1981 : 90). La nature de cette rétribution constitue un profit pour le remboursement de l'utilisation des marchandises présentes dans la nature. Il est alors possible de suivre E. Amundsen (1992 : 11-12) selon qui cet exemple souligne que D. Ricardo perçoit que si la rente foncière constitue le paiement pour l'utilisation des services du sol, la nature des paiements acquittés pour l'extraction du charbon constitue un dédommagement pour la réduction d'un bien construit par la nature. En raison de cette ambiguïté présente chez D. Ricardo, il revient alors principalement à A. Marshall d'avoir souligné que les royalties payées au titre de l'extraction d'une tonne de charbon ne peuvent être assimilées à une rente foncière. Ces dernières représentent une compensation pour la réduction de la mine considérée comme une source de richesse dans le futur, réduction provoquée par l'extraction d'une tonne de charbon dans « *l'entrepôt de la nature* ».

à donner une valeur, du point de vue des propriétaires, aux ressources en terre, permet de saisir sa spécificité, par rapport à la rente différentielle entendue au sens de D. Ricardo. Néanmoins, ces deux types de rente ne sont pas exclusives l'une de l'autre et elles coexistent au sein de l'industrie pétrolière. La rente différentielle peut être caractérisée comme l'avantage dont disposent certains gisements en raison de coûts relativement moindres par rapport aux gisements marginaux dont la mise en production est néanmoins nécessaire afin de répondre à la demande. Il est usuel de distinguer plusieurs types de rentes différentielles présentes dans l'activités pétrolière (Percebois, 1989 : 180-182) : celles qui tiennent aux différences dans les conditions physiques d'extraction des ressources, les rentes technologiques (venant de l'hétérogénéité des techniques d'extraction), les rentes de position (liées aux coûts de transport) et les rentes de qualité des différents bruts extraits.

Dans son étude portant sur la répartition de la rente et sur la structure de l'industrie pétrolière à la lumière de la théorie classique de la rente, F. Bidault cible plusieurs contraintes susceptibles d'empêcher la captation de la rente différentielle par les Etats propriétaires (Bidault, 1983 : 231-268). Les contraintes identifiées sont relatives, principalement, à la difficulté de l'Etat et des compagnies à s'entendre *ex ante* sur le niveau de rentes différentielles permis par la production d'un gisement. Néanmoins, il convient également d'élargir le point de vue afin de tenir compte des contraintes se rapportant à la captation *ex post* des rentes différentielles de la part des Etats.

Selon F. Bidault, la première contrainte liée à la captation *ex ante* de la rente différentielle réside dans le fait qu'il est nécessaire d'observer une mise en concurrence appropriée des compagnies pétrolières. En effet, cela doit permettre à l'Etat propriétaire, qui offre aux enchères l'accès à ses ressources pétrolières, de trouver des compagnies susceptibles de lui offrir un niveau de rente supérieur à celui offert par ses concurrents, et ce, jusqu'à ce que la totalité de la rente différentielle prévisible soit épuisée⁴³. L'épithète « prévisible » permet d'introduire la seconde contrainte. Elle tient à la capacité supposée des compagnies et des Etats de connaître à l'avance le niveau prévisible de la rente différentielle du gisement. Cette capacité est, semble-t-il, chimérique. C'est surtout la forte incertitude innocente à laquelle sont sujettes les activités de l'amont pétrolier qui met les deux parties prenantes dans l'impossibilité de s'accorder *ex ante* sur le montant de la rente différentielle susceptible d'être

⁴³ En effet, cette concurrence est nécessaire afin que, selon la terminologie de D. Ricardo, « ...si le tenancier refuse [de s'acquitter de la rente], il s'en trouvera un autre prêt à donner tout ce qui excédera ce taux de profit au propriétaire de la terre d'où il le tire ». D. Ricardo (1981 : 93).

attribuée à l'Etat. Cette incertitude présente, tout à la fois, une dimension géologique relative au niveau des réserves récupérables, mais aussi un facteur économique : à savoir l'évolution des coûts de production ainsi que celle des conditions de valorisation du brut.

L'incertitude rend ainsi délicate, voire illusoire, toute définition *ex ante* de la rente différentielle. Elle rend également les conditions d'appropriation de cette dernière extrêmement conflictuelle. Comme le rappelle L. Benzoni dans son analyse de la rente différentielle chez K. Marx : « *Il s'agit au départ d'un surprofit normal dû à un investissement de capital, mais contrairement à ce qui se produit dans les autres secteurs, les excédents sur le profit dus à l'action du capital ne peuvent se résorber puisqu'ils n'apparaissent que par rapport aux caractéristiques des ressources naturelles valorisées. Ex post le surprofit se métamorphose en rente* » (Benzoni, 1983 : 60). M. Adelman souligne quant à lui que les outils fiscaux définis *ex ante* dans le contrat ne peuvent être « *qu'une concession à l'ignorance* » et que « *le marchandage sur la rente et la difficulté pour la mesurer ainsi que pour la définir dans une loi ou des contrats afin de s'accommoder à l'inattendu dureront aussi longtemps que l'industrie* » (Adelman, 1996 : 18).

Dès lors, la captation *ex ante* de la rente différentielle par l'Etat est malaisée, voire impossible. Dans cette perspective, cette captation s'effectue essentiellement par le biais d'outils fiscaux *ex post*, telle que la « *resource rent tax* » sur laquelle l'analyse s'arrêtera ultérieurement. Il s'agit d'une taxe dont l'assiette fiscale est constituée par les surprofits des compagnies [*windfall tax*], c'est-à-dire les revenus revenant aux compagnies au-delà de ceux qui leur assurent un taux de rentabilité interne des projets jugé comme « *normal* ». Il convient d'ores et déjà de préciser que leur effectivité nécessite de la part des Etats producteurs une évaluation constante des surprofits permis par les avantages comparatifs de certains gisements. Ceci implique un contrôle adéquat des coûts de production ainsi que des prix de vente du brut. Il faut également que les Etats soient en mesure de définir à quel niveau peut être considéré comme « *normal* » le taux de rentabilité des projets.

Pour ce qui est de la captation de la rente de rareté, de la volonté des Etats propriétaires d'asseoir leur droit « *de recevoir une compensation pour la valeur intrinsèque de leurs hydrocarbures* »⁴⁴, le dédommagement de l'Etat pour le sacrifice dû à l'épuisement progressif de ses réserves passe par la mise en place d'outils fiscaux *ex post*. Conformément à

⁴⁴ Selon la terminologie de la Résolution IV.33 de l'OPEP (1962). [citée dans Mommer (2002 : 103).

la règle définie par H. Hotelling, il peut être considéré que l'évolution du prix du pétrole est à même de refléter la rareté croissante de la ressource⁴⁵. Dans cette perspective, les *windfall tax* visant les surprofits des compagnies paraissent à même de capter la rente de rareté. A cet égard, J. Percebois souligne que « *l'existence d'une rente de rareté semble être un déterminant important du prix du pétrole sur le marché international* » (Percebois, 2009 : 8). Néanmoins, les Etats propriétaires des ressources cherchent un dédommagement pour la valeur de la ressource *in situ* par le biais d'outils fiscaux qui diffèrent, en termes d'assiette fiscale, de ceux qui ont pour objet la captation des rentes différentielles. Les *royalties* constituent historiquement l'outil fiscal privilégié. Il s'agit d'une taxe, dont le taux peut être fixe ou ajustable en fonction de certains paramètres tel que le niveau de production, et qui porte sur le volume ou la valeur de la production réalisée par les compagnies (*cf. infra*). Ces taxes visent ainsi le dédommagement des propriétaires pour la baisse de la valeur intrinsèque des ressources en terre.

2.3. Les conditions de la mise en cohérence interne de la structure de gouvernance libérale

A la suite de l'identification des pôles autour desquels est susceptible de se situer la zone de conflit-coopération entre les Etats et les compagnies privées, il est possible maintenant de mener une analyse comparative des différentes dispositions contractuelles à même de surmonter les problèmes de coordination et permettre à un Etat d'assurer l'effectivité de ses droits de propriété sur les ressources en terre. Cette analyse comparative porte principalement sur les aspects fiscaux des contrats, les règles normatives intégrées au sein de ces derniers, ainsi que les clauses de stabilisation : leur objet est de « geler » les pouvoirs souverains de l'Etat. Elles sont présentées au sein de la littérature comme une réponse pouvant être apportée à la question de l'aléa de souveraineté liée au statut juridique différent des deux partenaires.

Cette analyse comparative des contrats permet de mettre en lumière certains arbitrages qui se posent à un Etat souhaitant assurer l'effectivité de ses droits de propriété sur les ressources dans le cadre d'une structure de gouvernance libérale. Ces arbitrages tiennent

⁴⁵ La règle d'évolution du prix mise en avant par H. Hotelling est que ce prix doit augmenter au rythme du taux d'intérêt pris comme taux d'actualisation. Les travaux théoriques ont cherché par la suite à affiner cette règle par le biais d'un relâchement progressif des hypothèses sur lesquelles H. Hotelling fonde ce résultat ; en particulier la constance des coûts et le fait que le montant des réserves soit connu *a priori*. Le relâchement de ces hypothèses amène certains auteurs, tel F. Pindyck, à considérer que l'évolution des prix est susceptible de présenter la forme d'une courbe en U. Pour une synthèse, voir Percebois (1989 ; 2009).

essentiellement au fait qu'il existe une tension entre les dispositions contractuelles grâce auxquelles un Etat est susceptible de répondre aux problèmes de coordination *ex ante*, d'un côté, et l'augmentation des coûts de transaction *ex post* naissant de ces dispositions, de l'autre. Cela s'entend au sens où les clauses contractuelles, par lesquelles un Etat peut modeler *ex ante* et donner forme aux incitations des compagnies, vont main dans la main avec une augmentation des coûts de contrôle et d'adaptation *ex post* ⁴⁶.

2.3.1. Le régime fiscal comme élément pivot des contrats pétroliers

Deux raisons tendent à donner aux dispositions fiscales encadrant la relation entre l'Etat et les compagnies privées une dimension cruciale. La première tient bien sûr au fait que ces dispositions président à la captation de la rente pétrolière par l'Etat. La seconde raison tient au fait que les modalités de répartition des revenus participent à façonner les incitations des compagnies privées qui déterminent leurs stratégies d'exploration et de production.

- La littérature sur la fiscalité pétrolière : la neutralité comme critère « d'efficacité » des outils fiscaux

A partir de l'idée selon laquelle la forme des taxes définie au sein d'un contrat participe à susciter les décisions d'investissement et de production des compagnies, une littérature normative conséquente sur la fiscalité pétrolière s'est développée à partir des années 1980. A cet égard, le critère fondamental, autour duquel s'organise l'analyse comparative des principales dispositions fiscales, est celui de neutralité. Cette neutralité d'une taxe s'entend au sens où celle-ci n'introduit pas de distorsions dans les décisions d'investissement et de production des compagnies. Ces dernières sont incitées à investir et à extraire l'ensemble des réserves qu'elles estiment rentables eu égard à leur taux de retour minimum sur investissement. Elles ne sont pas conduites à négliger le potentiel géologique d'une province pétrolière. Pour ce faire, l'assiette fiscale visée par les taxes doit être circonscrite à la « *rente des ressources* ». V. Rodriguez-Padilla souligne ainsi que « *le critère le plus important pour tester l'efficacité économique d'une fiscalité est déterminé par sa capacité à prélever la rente pétrolière sans puiser le profit normal de la compagnie* »

⁴⁶ Notons que cette idée d'une tension entre les arrangements incitatifs *ex ante*, d'une part, et les coûts de contrôle et de surveillance *ex post*, d'autre part, est prépondérante au sein de nombreux travaux s'inscrivant dans l'approche de l'ECT. A titre d'exemple, voir Bajari et Tadelis (2001).

(Rodriguez-Padilla, 1994 : 144). Plus précisément, l'assiette fiscale doit être constituée des rentes différentielles⁴⁷.

En référence à ce critère de neutralité, l'analyse comparative permet de distinguer trois catégories d'instruments fiscaux : les instruments régressifs, les instruments neutres et les instruments progressifs⁴⁸. La caractéristique principale du premier type d'instrument est que la part des revenus des opérations de l'amont pétrolier qui revient à l'Etat varie en sens inverse de la profitabilité des gisements. Cela tient au fait que les instruments régressifs ne sont pas flexibles dans la mesure où ils demeurent insensibles à l'évolution des prix du pétrole et des coûts de production. Il en découle des incitations problématiques pour les compagnies en termes de décisions dans l'exploration et la production. Les dispositions fiscales appartenant à la deuxième catégorie se caractérisent par le fait que le taux de captation des revenus par l'Etat demeure constant à la suite d'un changement de profitabilité du gisement. Enfin, les instruments progressifs sont ceux qui ont pour assiette fiscale la rente sur les ressources. Ainsi, ils épousent parfaitement l'évolution des coûts et des prix. Le niveau de revenu de l'Etat évolue ainsi dans le même sens que la profitabilité des gisements. De ce fait, elles sont censées ne pas faire naître de distorsions dans les décisions d'investissement et de production des compagnies privées.

Les outils fiscaux régressifs prennent la forme d'une taxe sur la valeur ou le volume de la production des compagnies. Les *royalties* constituent historiquement la forme la plus

⁴⁷ Une certaine ambiguïté ressort de la définition avancée de la « rente des ressources » au sein de la littérature sur la fiscalité pétrolière. Selon R. Garnaut, l'un des auteurs principaux ayant développé l'analyse comparative des formes d'outils fiscaux autour de la problématique de la neutralité, la rente sur les ressources devant être visée par une fiscalité efficace recouvre « *l'excès du revenu total dérivé des activités par rapport à la somme des prix d'offre du capital, du travail et des autres inputs « sacrifiés » nécessaires afin d'entreprendre ces activités* » (Garnaut, 2010 : 4). Ainsi la rente des ressources est réduite au résidu constitué par les rentes différentielles. Sa définition semble néanmoins impliquer que les Etats peuvent être dédommagés pour la baisse de la valeur intrinsèque de leurs ressources, cet « *input sacrifié* ». Néanmoins, comme cela va être développé, cet auteur perçoit dans les royalties, dans l'ensemble des taxes sur la valeur ou le volume de la production susceptible d'assurer le dédommagement pour cet « *input sacrifié* », un outil inefficace, aux effets pervers importants en termes d'incitations et qui par voie de conséquence doit être abandonné, au moins dans sa forme pure. L'importance de cette ambiguïté est variable chez les auteurs. Ainsi, B. Land souligne que la rente sur les ressources recouvre « *l'excès de la valeur totale issue de l'exploitation d'un gisement sur la somme de l'ensemble des coûts de l'exploitation, incluant la rémunération de tous les facteurs de production. Cela comprend le retour sur capital minimum à partir duquel l'investissement prendra place* » (Land, 2009 : 162). L'ambiguïté demeure en raison de l'accent mis sur « tous les facteurs de production ». Néanmoins, cet auteur insiste dès l'abord sur le taux de retour sur investissement minimum des compagnies comme composante essentielle des revenus des facteurs de production qui doit être soustrait afin d'identifier le résidu constitué par la rente sur les ressources.

⁴⁸ Il est ici repris la typologie réalisée par la CNUCED. Voir UNCTAD (1995b : 4-5).

connue d'un tel type d'instrument. Dans leur forme pure, elles sont calculées sur la base de la quantité de production d'un gisement. Les compagnies doivent s'acquitter, en nature ou en valeur, d'un certain pourcentage de la production issue d'un gisement. Les mécanismes de partage de la production au sein des APP s'apparentent également à une forme de taxes *ad volorem* et, à ce titre, à une disposition fiscale régressive (Boadway et Flatters, 1993). Les autres instruments régressifs que l'on peut observer sont les suivants : une taxe fixe sur le niveau des exportations des compagnies, ainsi que les bonus dont les compagnies doivent s'acquitter lors, par exemple, de la signature du contrat ou du commencement de la production. La caractéristique essentielle des taxes sur la production est donc qu'elles ne sont pas sensibles aux variations de la rentabilité des gisements liées aux évolutions des cours pétroliers et des coûts de production. Ainsi, le pourcentage des revenus captés par l'Etat évolue en sens inverse de la rentabilité des gisements. En raison de leur caractère régressif, ces taxes peuvent provoquer des distorsions dans les décisions d'investissement et de production des compagnies et, par voie de conséquence, peuvent causer une baisse du niveau global des revenus susceptibles de revenir *in fine* à l'Etat.

Plus précisément, la littérature sur la fiscalité pétrolière note quatre effets incitatifs négatifs induits par les taxes régressives, celles dont l'assiette fiscale n'est pas circonscrite aux rentes différentielles⁴⁹. En premier lieu, des gisements évalués *ex ante* comme rentables par les compagnies peuvent, dès lors qu'est introduite une taxe sur la production, être considérés comme non rentables (Gillis, 1982). Le deuxième problème est du même ordre. Il tient à ce qu'il n'apparaît plus rentable pour les compagnies d'extraire les réserves marginales présentes au sein des gisements en production. Ainsi, les compagnies peuvent être incitées à négliger les gisements et les réserves marginales. Ces deux effets négatifs sont le résultat de l'augmentation des coûts de production supportés par les compagnies. Dans la littérature, ils sont signalés sous la terminologie du « *cut-off grade problem* » (Heaps et Helliwell, 1985 : 422).

Les deux autres problèmes, en termes d'incitations, prennent leur source dans l'impérialisme des Etats pour capter la rente différentielle par le biais de taxes régressives. En premier lieu, les Etats sont dans l'obligation de réviser constamment de manière *ex post* le niveau des taxes afin d'augmenter la part des revenus qui leur revient dès lors qu'une tendance à la hausse des prix est observée. Ces révisions *ex post* peuvent conduire les

⁴⁹ Voir Leleuch (1988), UNCTAD (1995a) et Johnston (2007).

compagnies à ajouter une prime de risque au taux de rentabilité interne des projets sur lequel elles fondent leur décision d'investissement. Ainsi, il peut s'ensuivre un impact négatif sur l'exploration et le développement des gisements marginaux. Ce point est généralement souligné par l'AIE dans ses rapports : *“des changements fréquents, qui affectent rétrospectivement les investissements, amènent les investisseurs à être plus prudents lors de leurs décisions futures d'investissement en raison du risque plus élevé qu'ils perçoivent »* (IEA, 2003 : 131). A cet égard, la littérature évoque le « *prudhoe bay effect* » (Garnaut et Ross, 1975 ; Mead, 1994). En second lieu, l'incapacité des Etats à capter la rente différentielle peut renforcer l'incitation des compagnies à accélérer le taux de déplétion des gisements. Dans la mesure où elles se positionnent en tant que prétendantes à la captation de la rente, elles peuvent être enclines à accélérer l'extraction des réserves dès lors que les cours s'établissent à un niveau élevé. Au final, la littérature sur la fiscalité pétrolière s'accorde pour considérer que les outils fiscaux régressifs créent des infléchissements dans les décisions d'investissement des compagnies. Ces dernières sont incitées à négliger le potentiel géologique de la province pétrolière.

A partir des années 1980 et durant les années 1990, les Etats propriétaires des ressources qui maintiennent une ouverture de leur amont pétrolier à des compagnies privées tendent à introduire certains éléments de flexibilité dans leurs régimes fiscaux (Kemp, 1994 : 291). Cela passe à la fois par des assouplissements apportés aux instruments régressifs et par l'introduction, ou l'augmentation du poids relatif, des taxes dont la forme permet de prendre en compte les évolutions de la rentabilité d'un gisement, lorsque se détermine la part des revenus revenant à l'Etat. Il en résulte la mise en place de dispositifs fiscaux neutres. La principale adaptation apportée aux instruments régressifs concerne les taux de royalty. A cet égard, de nombreux pays introduisent le mécanisme du « *sliding scale* » selon lequel le taux de royalty devient progressif et varie en fonction du niveau de production journalier des gisements (Johnston, 1994 : 93). Cette disposition assure que la part des revenus revenant à l'Etat varie, dans une certaine mesure, en fonction de la rentabilité des gisements. Cette part demeure toutefois imperméable à l'évolution des cours internationaux du pétrole. Ainsi, cette disposition ne permet pas d'annihiler totalement les effets négatifs sur les incitations inhérents à la royalty.

Suivant la même logique, il se généralise également la mise en œuvre d'une certaine progressivité dans le mécanisme du *profit oil* qui fixe la part revenant à l'Etat dans le cadre du

régime d'ouverture des APP. Quant aux outils intrinsèquement neutres, il est possible d'identifier le taux fixe sur les profits des compagnies pétrolières. La part des revenus captée par l'Etat varie en fonction de l'évolution des coûts et des prix internationaux du pétrole. Un taux fixe assure que la part de la rente revenant à l'Etat demeure constante. Cela permet d'atténuer les deux premiers problèmes, en termes d'incitations s'exerçant sur les compagnies, mis en avant précédemment. Néanmoins, en raison de la fixité du taux, cet arrangement ne peut permettre à l'Etat de capter la hausse de la rente pétrolière issue d'une évolution favorable des cours du pétrole. En conséquence, les deux derniers problèmes en termes d'incitation mis en évidence précédemment peuvent continuer à se manifester.

Tel n'est plus le cas, dès lors que les Etats mettent en place un régime fiscal fondé sur les taxes progressives. Ces dernières circonscrivent l'assiette fiscale aux rentes différentielles. Ainsi, cela signifie qu'elles sont parfaitement flexibles par rapport à l'évolution des coûts de production d'un gisement et à l'évolution des prix de valorisation du brut. Elles sont supposées ne pas induire une déviance par rapport au critère normatif de la neutralité fiscale dans les décisions d'investissement et de production des compagnies. Ces dernières sont incitées à investir dans l'exploration de gisements et à extraire l'ensemble des réserves, dès lors que ces projets satisfont leur taux de retour interne sur les investissements avant impôts.

Le principal arrangement fiscal progressif est constitué par la *resource rent tax* (RRT)⁵⁰. Elle constitue une taxe additionnelle sur les profits dont les principes de base sont les suivants. Il s'agit de définir au préalable un taux de retour sur investissement minimum pour les compagnies pétrolières. Ce taux est utilisé comme un taux d'intérêt lors du calcul des revenus nets annuels des compagnies opérant le gisement. Lorsque le revenu net accumulé de la compagnie devient positif, cela signifie que les investissements des compagnies ont atteint le taux de retour défini au préalable. C'est à partir de ce moment que les compagnies doivent s'acquitter de la RRT (*cf.* Tableau 1.1). Ce principe assure donc à l'Etat la captation automatique de toute augmentation de la rente pétrolière et, dans le même temps, la diminution du niveau de cette captation dès lors que l'on observe une baisse de la rente. Certaines variantes de la RRT peuvent être observées. Il s'agit, à titre d'exemple, de l'ensemble des taxes spéciales sur les profits introduites au sein des pays bordant et exploitant la mer du Nord. L'outil principal de la *petroleum rent tax* anglaise et de la *special tax* norvégienne est la règle du « *uplift* ». Cette dernière autorise les compagnies à déduire plus de

⁵⁰ La présentation théorique en est proposée par Garnault et Ross (1975) et Garnault (2010).

100 % des coûts d'exploration et de production qu'elles supportent. Par conséquent, elles deviennent sujettes à ces taxes après que leurs investissements ont atteint un taux de retour équivalent au montant du « *uplift* » autorisé. Les conséquences sur les incitations des compagnies sont relativement similaires à celles découlant de la RRT. Une autre variante de la RRT consiste en des systèmes de partage de production fondés sur le principe du taux de retour. Toujours selon la même logique, le partage de la production entre l'opérateur et les compagnies commence après que le taux de retour des investissements des compagnies a atteint un certain seuil.

Tableau 1.1 : Exemple du schéma de calcul de la RRT

Année	Revenu net (en millions de dollars)	Revenu net cumulé sur la base d'un taux d'intérêt de 20 %	Montant taxable	RRT (50 %)
1	-100	-100		
2	-100	-220		
3	-50	-314		
4	10	-367		
5	130	-310		
6	180	-192		
7	180	-50		
8	230	170	170	85
9	-200	-200		
10	150	-90		
11	130	22	22	11
12	100	100	100	50

Source: United Nations Centre on Transnational Corporations (1987 : 24).

- Les limites à la recherche de la neutralité fiscale

A l'heure actuelle, peu de régimes fiscaux s'apparentent à des formes pures structurées uniquement autour de taxes régressives ou de taxes progressives. Les régimes fiscaux définis au sein des pays producteurs peuvent être caractérisés d'hybrides. En effet, les taxes progressives présentent plusieurs limites intrinsèques, ce qui explique le maintien d'outils régressifs.

La première limite réside dans le fait que les formes progressives de taxation sont caractéristiques de ce que B. Mommer a conceptualisé comme un régime d'accès de non-propriétaire (Mommer, 1999 et 2002). La distinction opérée par cet auteur entre un régime d'accès de propriétaire et un régime d'accès de non-propriétaire a été introduite au début de ce chapitre lors de la présentation de la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière.

Plus précisément, cette distinction a semblé utile pour marquer la ligne de partage relative à la hiérarchisation inversée des droits de propriété sur les ressources et des droits de propriété sur les actifs. Quant à B. Mommer, il perçoit dans les régimes fiscaux progressifs l'élément saillant qui distingue un régime d'accès de non-proprétaire vis-à-vis d'un régime d'accès de propriétaire. En effet, il apparaît clairement que l'idée selon laquelle les Etats doivent borner l'assiette fiscale aux rentes différentielles s'appuie sur le présupposé que le pétrole est un « *cadeau de la nature* » ou, selon la terminologie de M. Adelman, qui est l'un des tenants principaux de cette approche, qu'il n'existe pas de « *valeur intrinsèque* » (Adelman, 1996 : 36 ; Adelman, 2003) du pétrole liée à son caractère non renouvelable. Dès lors, il convient de garder à l'esprit que le maintien d'outils fiscaux régressifs traduit, à l'inverse, la volonté des Etats propriétaires des ressources de maintenir une forme de rémunération pour la valeur intrinsèque de leurs ressources en terre.

En outre, le critère de neutralité à l'aune duquel est appréhendée l'efficacité relative des outils fiscaux témoigne du fait que l'objectif recherché réside dans la maximisation de la production issue de la province pétrolière. Les tenants de l'approche d'une fiscalité centrée sur la RTT considèrent que cette maximisation de la production coïncide avec les intérêts de l'Etat, que cela permet d'atteindre une situation de *win-win*. Dans la mesure où les compagnies sont incitées à extraire l'ensemble des réserves qu'elles évaluent comme rentables, le montant global du revenu que l'Etat obtient est *in fine* supérieur à celui qui lui revient par le biais des taxes régressives. Il est aisé de percevoir que cette argumentation élude la possibilité qu'il puisse exister des conflits d'intérêt entre les compagnies et un Etat sur la question du taux de déplétion des réserves. En particulier, on omet l'idée selon laquelle l'incitation à extraire rapidement les réserves en terre qui s'exerce sur les compagnies peut entrer en contradiction avec les intérêts de l'Etat propriétaire eu égard à la situation du marché pétrolier et à l'orientation des cours. Ainsi, il est certes indéniable qu'il paraît avantageux pour un Etat d'introduire un élément de progressivité dans le régime fiscal, car il voit sa part dans les bénéfices des activités évoluer automatiquement selon la profitabilité des gisements, et de plus les compagnies sont incitées à investir dans les gisements marginaux et à ne pas négliger les réserves marginales. Mais il convient également de se garder de cette approche en termes de *win win*, de rester réservé à l'égard d'une pensée qui considère que la mise en place

d'un régime fiscal progressif est la condition permettant de surmonter l'ensemble des conflits susceptibles de se manifester lors de l'interaction entre l'Etat et les compagnies⁵¹.

Du point de vue d'un Etat, la deuxième raison pour laquelle le maintien de schémas de rémunération régressifs peut apparaître nécessaire tient au délai de rémunération différent propre aux deux types d'outils fiscaux. Les taxes progressives, la RRT et ses variantes, induisent un délai relativement long entre le début de la mise en production d'un gisement et le moment où l'Etat commence à percevoir une rémunération. En effet, cette rémunération ne débute qu'à partir du moment où les compagnies ont recouvert leurs coûts et qu'elles ont enregistré un certain retour sur investissement. Ce délai de long terme transparaît clairement dans le tableau présentant l'exemple du schéma de rémunération de la RRT. A l'inverse, les outils considérés comme régressifs donnent lieu à un délai de rémunération relativement court. Les *royalties* commencent ainsi à être perçues par l'Etat dès lors qu'un gisement entre dans sa phase de production. A la question sur la manière dont il convient d'« évaluer les termes fiscaux » d'un accord pétrolier, D. Johnston rappelle ainsi que le critère de neutralité, bien que crucial, n'est pas suffisant. Il convient également de porter l'attention sur ce qu'il appelle l'« *effective royalty rate* » (Johnston, 2007 : 74-76)⁵². Cet indicateur recouvre la part minimum des revenus qui revient à l'Etat durant toutes les périodes fiscales pendant lesquelles court l'exploitation d'un gisement. Dans le cas où le régime fiscal qui encadre les opérations se résume à une taxe progressive, ce taux est nul dans la mesure où il y a des années d'exploitation du gisement durant lesquelles l'Etat ne reçoit aucune part du revenu. Ce taux s'établit au montant des *royalties* dès lors que ces dernières sont introduites dans l'accord. Dans le même ordre d'idée, il faut également garder à l'esprit que les recettes étatiques issues des instruments progressifs sont plus instables que celles qui proviennent des instruments régressifs.

La troisième limite à la recherche de la neutralité au sein d'un régime fiscal peut être éclairée par l'intégration, dans l'analyse comparative des outils fiscaux, des coûts de

⁵¹ L'exemple du Royaume-Uni semble être éclairant afin d'illustrer ce point. La fiscalité définie afin d'encadrer les opérations de la mer du Nord est sans doute celle qui se caractérise par la progressivité la plus importante. Cela s'est matérialisé par une augmentation rapide de la production entre 1993 et 1999, au moment où le prix de valorisation s'établissait à un niveau relativement bas. A l'inverse, les années 2005-2007 ont vu une baisse absolue du montant des revenus issus des activités de l'amont pétrolier et gazier et ce, en dépit de la hausse des cours observée. Certes, dans le cas anglais, cela s'accorde avec la préférence rapidement marquée de la part des autorités de définir un taux de déplétion rapide des réserves. Néanmoins, cela laisse tout de même sceptique quant à l'argument du *win-win*. Sur ce point, voir Hafez (2010).

⁵² Voir aussi International Council on Mining & Metals (2009 : 22).

transaction *ex post* tels que O. Williamson les décrit. A cet égard, il paraît utile de distinguer clairement les deux composantes de ces coûts de transaction qui transparaissent dans la définition de cet auteur : les problèmes de l'adaptabilité, d'une part, et les problèmes du contrôle *ex post* nécessaire afin d'assurer une protection contre l'opportunisme potentiel des parties prenantes à la transaction, d'autre part.

En prolongeant l'analyse comparative des outils fiscaux, et en prenant en compte ces deux composantes des coûts de transaction *ex post*, il est possible de mettre en évidence les points suivants. En premier lieu, il ne semble pas exister de tensions intrinsèques entre les arrangements fiscaux progressifs et les problèmes d'adaptation *ex post*. Au contraire, et c'est l'un des arguments avancés par les tenants des approches en termes de RRT, les outils progressifs présentent une adaptabilité intrinsèque par rapport à l'évolution des coûts et des prix. A l'inverse, les taxes régressives ne sont pas flexibles. Ce point peut être considéré comme l'une des explications au nouveau « *nationalisme pétrolier* ». Rappelons que ce nationalisme pétrolier correspond aux renégociations ou aux modifications unilatérales de la part des Etats des contrats signés avec les compagnies privées (Stevens, 2008a ; Cameron, 2007 ; Fattouh et Darbouche, 2010). Comme le souligne R. Mabro, ces renégociations trouvent principalement leur origine dans le contenu des contrats signés lors de la phase d'ouverture de la fin des années 1980 et des années 1990 (Mabro, 2008 : 5). En particulier, les dispositions fiscales n'ont pas été à même de traduire la hausse des prix par une augmentation de la part des revenus captée par les autorités. Ce constat est réalisé par D. Johnston qui estime que 70 % des régimes fiscaux nationaux encadrant les opérations de l'amont pétrolier n'ont pas permis aux autorités de voir leur part dans les *cash flow* augmenter en parallèle à la hausse des prix. En raison du caractère essentiellement régressif de ces derniers, cette part a paradoxalement été amenée à diminuer avec l'augmentation des prix (Johnston, 2008 : 51-52).

En second lieu, il existe une tension entre les arrangements fiscaux progressifs et les coûts de contrôle *ex post*. Cette tension s'entend au sens suivant : les outils progressifs induisent des coûts de contrôle *ex post* incombant à l'Etat afin de se prémunir contre les comportements potentiellement opportunistes des compagnies plus importants que ceux induits par les outils fiscaux régressifs (*cf.* Tableau 1.2). A titre d'exemple, les *royalties*, afin d'être effectives, nécessitent un contrôle focalisé sur le niveau de production des gisements. Quant à la RRT et ses variantes, elles requièrent que l'Etat soit également en mesure de

contrôler les coûts de production des gisements, ainsi que les prix de vente du brut. Dans le cas contraire, le risque est grand de voir les compagnies minimiser leurs obligations fiscales en raison de leurs avantages informationnels relatifs à ces variables. Les compagnies peuvent être incitées à gonfler artificiellement leurs coûts et/ou à minimiser les prix de vente de leur brut par le biais d'un recours au mécanisme de transfert de prix. Ainsi, les taxes progressives ne fonctionnent correctement que si l'Etat est en mesure de contrôler *ex post* les opérations des compagnies privées.

Tableau 1.2 : Les coûts de contrôle et de surveillance des taxes pétrolières

Type d'arrangement fiscal	Contrôle des quantités produites	Contrôle des prix de vente	Contrôle des coûts d'exploration et de production	Conséquences sur les incitations des compagnies
<i>Royalties</i>				
. Taux fixe sur la production	Nécessaire	Inutile	Inutile	Régressif
. Taux fixe sur la valeur brute de la production	Nécessaire	Nécessaire	Inutile	Régressif
. Taux variable selon le niveau de production [<i>sliding scale</i>]	Nécessaire	Inutile	Inutile	Neutre
Bonus	Inutile	Inutile	Inutile	Régressif
Taxe sur les exportations	Nécessaire	Inutile	Inutile	Régressif
Taux fixe sur les profits	Nécessaire	Nécessaire	Nécessaire	Neutre
<i>Resource Rent Tax</i> et variantes	Nécessaire	Nécessaire	Nécessaire	Progressif

Construction de l'auteur.

2.3.2. Les règles de proscription et de prescription

Si le régime fiscal constitue indéniablement un outil de régulation aux mains des Etats afin de jouer sur les incitations des compagnies privées, l'analyse de la littérature sur cette question laisse entrevoir que la régulation par la fiscalité ne peut, à elle seule, permettre à un Etat d'assurer l'effectivité de ses droits de propriété sur les ressources. Dans cette perspective, les licences ainsi que les APP intègrent également des règles de prescription et de proscription par lesquelles l'Etat cherche à contrôler, à orienter d'une manière plus autoritaire, les

stratégies d'exploration et de déplétion mises en œuvre par les compagnies⁵³. Nombre de ces dispositions ont déjà été abordées dans l'analyse.

Tout d'abord, il s'agit de la tendance, observée depuis les années 1970-1980, à la diminution de la durée de validité légale des contrats et de la réduction des zones géographiques concernées par ces derniers. Comme il a été souligné précédemment, cela permet de protéger l'Etat contre les attitudes attentistes des compagnies pétrolières. Cette même logique explique l'intégration, au sein des contrats et des licences, des travaux obligatoires que les compagnies doivent engager. Ces obligations de travail recouvrent le fait que les compagnies ayant obtenu la licence ou signé un contrat s'engagent à investir une certaine somme et/ou à forer un certain nombre de puits au sein de la zone concernée. Les clauses de *relinquishment* figurant au sein de ces deux formes de contrats sont également constitutives de l'éventail des règles par lesquelles un Etat cherche à orienter les stratégies d'exploration des compagnies. Pour ce qui est du contrôle du taux de déplétion défini par les compagnies et de la mise en œuvre, de la part de ces dernières, de stratégies d'extraction des réserves susceptibles de maximiser le taux de récupération du gisement, la principale règle permettant à l'Etat de contrôler et de guider le comportement des compagnies tient à l'obligation faite à ces dernières de soumettre pour approbation leurs plans de développement aux autorités compétentes. A l'évidence, l'efficacité réelle de cette disposition dépend de la capacité des autorités à accéder à l'information pertinente afin de juger du bien-fondé du rythme et des plans de développement soumis par les compagnies.

Ces règles normatives, par lesquelles un Etat peut chercher à influencer le comportement des compagnies, constituent les points de négociation principaux lors de l'attribution des licences et des contrats. Concernant ce dernier point, il convient de faire une distinction entre les ventes aux enchères, d'un côté, et les procédures administratives d'adjudication, de l'autre⁵⁴. Selon le premier procédé, la licence ou le contrat est attribué à la compagnie la plus offrante. Les paramètres de la vente aux enchères peuvent être simples ou multiples. Ils portent généralement sur les aspects financiers des contrats, en particulier le bonus de signature. Cette procédure est présentée dans la littérature sur les contrats pétroliers comme un moyen efficace – c'est-à-dire neutre – pour permettre à l'Etat de capter

⁵³ Sur l'évolution des principales dispositions contractuelles au sein des APP et des licences, voir Cameron (1988), Wälde (1988), Johnston (1994), Taverne (1994), UNCTAD (1995a) et Jennings (2002).

⁵⁴ Voir Tordo, Johnston et Johnston (2010 : 13-28), Bunter (2003) ainsi que Noreng (1980 : 115).

partiellement la rente différentielle de manière *ex ante* (Mead, 1994). L'argument selon lequel cette procédure permet de choisir l'opérateur le plus efficace est également avancé. Ce point de vue demeure néanmoins source de débats dès lors que les asymétries d'informations sont introduites dans l'analyse. En contrepartie, une telle procédure conduit à un moindre contrôle sur les opérations que la procédure d'adjudication administrative. En effet, selon cette dernière, les autorités sont en mesure de définir un certain nombre de critères opérationnels, tels que les programmes de travail : ainsi, elles sont en mesure d'étudier et de négocier les offres réalisées par les compagnies ou les consortiums. Dans cette perspective, cette procédure laisse aux autorités une marge de manœuvre plus importante pour réguler les stratégies d'exploration et de production des compagnies. En outre, il convient de garder à l'esprit que le maintien d'un certain niveau de discrétion pour les autorités dans le choix des opérateurs peut apparaître nécessaire dès lors que ces dernières veulent assurer à la compagnie publique une position privilégiée dans l'accès aux ressources en terre.

2.3.3. Les clauses de stabilisation

A la suite de l'analyse des schémas de rémunération par lesquels un Etat est susceptible de jouer sur les incitations *ex ante* des compagnies privées, ainsi que des règles par lesquelles il est en mesure d'orienter de manière plus directive les stratégies d'exploration-production des compagnies, il convient de terminer cette présentation des principales dispositions contractuelles en examinant les clauses de stabilisation, les clauses compromissaires ainsi que les clauses d'internationalisation du droit applicable au contrat. Cela permettra d'avancer le second argument tendant à prouver l'idée d'une tension entre les dispositions contractuelles qui se présentent à l'Etat afin d'orienter *ex ante* les stratégies des compagnies privées, d'une part, et les problèmes de coordination *ex post*, d'autre part. Cette tension prend la forme suivante : les clauses de stabilisation peuvent être présentées comme des outils contractuels susceptibles de stabiliser les anticipations des compagnies privées eu égard au comportement potentiellement *ex post* de l'Etat. Néanmoins, ces clauses, dont l'objet est de lier les mains de l'Etat, présentent une faiblesse intrinsèque : elles limitent nécessairement la marge de manœuvre des parties prenantes pour adapter les termes du contrat à l'incertitude innocente qui entoure la transaction.

- *Les clauses de stabilisation, les clauses compromissaires et les clauses d'arbitrage : la dépolitisation en action*

Les clauses de stabilisation, les clauses compromissaires ainsi que les clauses d'arbitrage s'inscrivent dans une logique de dépolitisation des contrats pétroliers. Il s'agit de « *faire tomber [l'Etat] de son piédestal souverain* » (Wälde, 1994 : 24) dans sa relation avec les compagnies privées, d'une part, et, d'autre part, d'extraire à l'espace de souveraineté de cet Etat le règlement des différends éventuels entre ce dernier et les compagnies.

Par le biais des clauses de stabilisation, un Etat s'engage à ce que l'exercice de ses pouvoirs législatifs et administratifs n'ait pas pour effet une modification *ex post* des principales dispositions sur lesquelles l'Etat et les compagnies se sont entendus *ex ante* (Bernardini, 2008 : 98). Il semble usuel de distinguer trois types de clauses de stabilisation (Coale, 2002 : 222 et Maniruzzaman, 2008 : 124). Les « *clauses de stabilisation stricto sensu* » peuvent être considérées comme les plus restrictives dans la mesure où elles stipulent que la loi gouvernant le contrat, ainsi que les dispositions contractuelles, doivent demeurer celles qui étaient en vigueur lors de la signature de ce dernier. Les modifications ultérieures de la législation, sur la fiscalité par exemple, sont considérées comme inapplicables au contrat. Elles consacrent ainsi le principe de la non-rétroactivité des nouvelles législations. L'objectif est bien de « geler » les conditions d'exercice de la souveraineté étatique, de définir une enclave juridique pour le contrat pétrolier. Notons que la portée de ces clauses peut différer. Certaines englobent l'ensemble de l'accord tandis que d'autres ne portent que sur certains aspects de la relation contractuelle, telle que le régime fiscal (Faruque, 2006 : 318). Ensuite, les « *clauses d'intangibilité* » s'attachent essentiellement à empêcher les modifications unilatérales de la part des Etats des conditions légales encadrant les opérations de l'amont pétrolier. La négociation et le consentement mutuel des deux parties constituent le seul mode opératoire reconnu pour une modification des termes de l'accord⁵⁵. Enfin, les clauses « modernes » de stabilisation tendent à renforcer dans l'esprit les dispositions des clauses de stabilisation « d'intangibilité », au détriment des clauses de stabilisation *stricto sensu*. Il s'agit d'engager formellement les Etats à renégocier les termes de l'accord dès lors

⁵⁵ A titre d'exemple, la concession signée en 1937 par le Sultan d'Oman stipule : “*The Sultan shall not by general or special legislation or by administrative measures or by any act whatever annul this Agreement (...). No alterations shall be made in terms of this Agreement (...) except in the event of the Sultan and the Company jointly agreeing that it is desirable in the interest of both parties to make certain alterations*” [Cité dans Dzienkowski (2000 : 414)].

qu'une modification *ex post* de la législation ou des dispositions contractuelles affecte le taux de retour sur investissement des compagnies privées. Dans la mesure où l'objectif recherché est le maintien ou la restauration de l'équilibre économique de l'accord, de la rentabilité du projet pour les compagnies, ces clauses sont appelées des « *clauses d'équilibre* » (Al Qurashi, 2005 : 267)⁵⁶.

Ces clauses de stabilisation s'accompagnent d'ordinaire de clauses d'arbitrage et de clauses d'internationalisation du droit applicable au contrat. L'objet de ces dernières est de détacher l'exécution des contrats de l'ordre législatif et juridique interne de l'Etat signataire. En premier lieu, les clauses compromissoires, ou clauses d'arbitrage, visent à permettre à la compagnie pétrolière de faire juger les éventuels litiges, portant notamment sur l'interprétation des clauses de stabilisation, hors des tribunaux de la partie étatique. En second lieu, les clauses relatives au droit applicable au règlement des différends visent à en référer à un droit autre que celui de l'Etat hôte, essentiellement aux principes du droit international. Il s'agit de permettre l'internationalisation des contrats. On touche là, sans doute, à la pierre d'achoppement de nombreuses doctrines du droit international : « *Le choix du droit gouvernant les différends, surtout lorsqu'ils ont trait à la validité des clauses de stabilisation, est très important. Parce que l'interprétation de la clause de stabilisation dans un accord international peut impliquer de nombreux arguments du droit public international, des lois nationales et éventuellement d'une lex mercatoria internationale, les questions qui en résultent sont indéniablement parmi les plus complexes du droit commercial international* » (Coale, 2002 : 223). Les clauses relatives au recours à l'arbitrage international et au choix du droit applicable au contrat prolongent ainsi les clauses de stabilisation afin de déposséder l'espace de souveraineté de l'Etat de l'exécution des contrats pétroliers (Wälde, 1994 : 28-30).

Dès les années 1960 et 1970, ces trois types de clauses constituent l'objet de débats doctrinaux au sein de la littérature juridique. Ces débats révèlent que ces clauses ont été revendiqués avec insistance par des Etats propriétaires, dès lors qu'ils ont souhaité sortir de leur position de « *partenaire dormant* ». En effet, ces dispositions contractuelles jouaient un

⁵⁶ Le modèle d'APP défini par le Turkmenistan offre un exemple de formulation de ces clauses modernes de stabilisation : "Where present or future laws or regulations of Turkmenistan or any requirements imposed on Contractor or its subcontractors by any Turkmen authorities contain any provisions not expressly provided for under this Agreement and the implementation of which adversely affects Contractor's net economic benefits hereunder, the Parties shall introduce the necessary amendments to this Agreement to ensure that Contractor obtains the economic results anticipated under the terms and conditions of this Agreement" [Cité dans Bernardini (2008 : 102)].

rôle important au sein des structures de gouvernance des concessions traditionnelles, principalement celles des pays du Moyen-Orient.

Les Etats vont réclamer l'application de ces clauses par le moyen, notamment, de résolutions défendues aux Nations unies relatives à leur « *souveraineté permanente sur les ressources naturelles* »⁵⁷. D'une part, il est observé, au fil des différentes résolutions, un abandon progressif de toute possibilité pour les compagnies de recourir à un ordre juridique externe aux Etats hôtes, et d'avoir recours à l'arbitrage international pour le règlement des différends.⁵⁸ D'autre part, le concept même de souveraineté *permanente* vise à souligner le désengagement des Etats vis-à-vis de toute disposition ayant pour but de geler l'exercice de leur pouvoir législatif et administratif. E. Jimiénez de Aréchaga souligne ainsi que « *la spécification de la souveraineté comme permanente signifie que l'Etat ne perd jamais sa capacité légale à changer le statut ou la méthode d'exploitation de ses ressources, quels que soient les arrangements qui avaient été réalisés* »⁵⁹. Les principes intégrés au droit international par le biais de ces résolutions visent donc à rendre caducs les deux vecteurs par lesquels les compagnies pétrolières internationales ont cherché à mettre au sommet de la hiérarchie leurs droits de propriété privés sur les actifs au sein de ces concessions traditionnelles.

Durant la fin des années 1980 et la première moitié des années 1990, lors de la phase d'ouverture ou de réouverture de l'amt pétrolier aux compagnies privées, ces dispositions contractuelles sont de nouveau négociées et intégrées au sein des contrats d'ouverture de l'amt pétrolier. Cette évolution dans les dispositions domestiques présidant à l'ouverture de l'amt pétrolier s'accompagne d'une évolution au niveau international. Il s'agit de l'importance prise par les traités bilatéraux et plurilatéraux sur les investissements signés

⁵⁷ Pour une présentation de l'ensemble des résolutions de l'Assemblée générale des Nations Unies portant sur la souveraineté permanente des Etats sur leurs ressources naturelles, voir Schrijver (1997) ainsi que Carreau et Juillard (2007 : 9-19).

⁵⁸ La volonté des pays producteurs, pour la plupart des pays en développement, d'affirmer leur souveraineté permanente sur les ressources naturelles s'inscrit dans le mouvement plus général qu'ils initient en faveur d'un "Nouvel Ordre Economique International". Dès lors, si le concept de souveraineté permanente est introduit dès le début des années 1960 au sein des résolutions 1803 (XVII) de 1962, c'est essentiellement au sein des résolutions relatives au "Nouvel Ordre Economique International" de 1974 – 3171, 3201, 3202 et 3281- qu'il est affirmé l'exclusivité du droit domestique des Etats comme droit applicable aux contrats ainsi que l'exclusion des possibilités de recourir à l'arbitrage international. Ainsi, la résolution 3171 affirme "que tout différend qui pourrait surgir doit être réglé conformément au droit national de chaque Etat". Voir la Résolution 3171(XXVIII), consultable sur le site des Nations unies : <http://www.un.org/documents/ga/res/28/ares28.htm>

⁵⁹ Cité dans Coale (2002 : 224).

entre les Etats dont sont ressortissantes les principales compagnies pétrolières internationales, d'une part, et les Etats propriétaires des ressources, d'autre part (Keppler et Schülke, 2009)⁶⁰. Les traités sur les investissements libèrent les compagnies de la nécessité de négocier, au cas par cas, les clauses d'arbitrage au sein des contrats. En effet, les dispositions relatives au règlement des différends entre un Etat et les compagnies ressortissantes de l'Etat cosignataire prévoient le recours à l'arbitrage international (Wälde, 2008 : 92). Conséquemment, il est conféré aux compagnies le pouvoir de décider, de manière unilatérale, d'engager une procédure en arbitrage. En outre, il est souvent intégré au sein des traités bilatéraux des clauses particulières relatives au choix du droit auquel les cours d'arbitrage doivent se référer pour résoudre les différends⁶¹.

Pour ce qui est des traités plurilatéraux, il faut mentionner le traité sur la Charte de l'énergie signé en 1994 et entré en application en avril 1998, spécifiquement dédié à la protection des investissements dans le domaine de l'énergie. L'article 26 du Traité semble être inspiré par les dispositions des traités bilatéraux sur les investissements. D'une part, il confère aux compagnies le droit à un recours auprès des cours internationales d'arbitrage, même sans avoir négocié au préalable une clause d'arbitrage (Noël, 2000 : 29-30). D'autre part, il stipule que le tribunal d'arbitrage devra se référer aux dispositions des traités ainsi qu'aux « *règles et principes applicables du droit international* »⁶².

Indéniablement, les traités bilatéraux et le Traité sur Charte de l'énergie participent à consacrer l'internationalisation des accords pétroliers et la réaffirmation de principes généraux du droit international favorables à la protection des investissements des compagnies

⁶⁰ Une augmentation forte du nombre de traités bilatéraux sur les investissements est observée durant les années 1990 : passant de 358 en 1989 à 2 608 à la fin de l'année 2007. La majorité des Etats producteurs dont une partie des opérations de l'amont pétrolier est déléguée à des compagnies pétrolières privées ont signé de tels traités. Voir UNCTAD (2007).

⁶¹ Pour la plupart, les traités bilatéraux sur l'investissement stipulent que les différends entre les Etats et les compagnies ressortissantes de l'Etat cosignataire devront être résolus selon les dispositions des contrats, les principes applicables du droit international ainsi que la législation de l'Etat hôte. Si aucune disposition relative à ce sujet n'est présente, les conventions du CIRDI et de la CNUDCI peuvent constituer un guide pour les cours d'arbitrage, dès lors que les traités s'y réfèrent explicitement et que les Etats en sont des signataires. Ainsi, l'article 42(1) de la convention du CIRDI stipule que "*Le tribunal statue sur le différend conformément aux règles de droit adoptées par les parties. Faute d'accord entre les parties, le Tribunal applique le droit de l'Etat contractant parti au différend – y compris les règles relatives aux conflits de lois – ainsi que les principes de droit international en la matière.*", Voir la Convention du CIRDI, consultable sur le site: <http://icsid.worldbank.org/ICSID/FrontServlet?requestType=ICSIDDocRH&actionVal=RulesMain>

⁶² Voir l'article 26(6) du Traité sur la Charte de l'énergie, consultable sur le site : http://untreaty.un.org/unts/144078_158780/10/8/3518.pdf

privées. Néanmoins, les remises en cause des contrats ainsi que, de manière moins fréquente, les nationalisations/expropriations observées depuis le début des années 2000 font écho aux évolutions observées durant les années 1960 et 1970. Ce nouveau nationalisme pétrolier, ce caractère cyclique des relations entre les Etats pétroliers et les compagnies pétrolières privées, pose indéniablement la question de l'efficacité des outils formels visant à lier les mains des Etats, à les faire tomber de leur piédestal souverain. Les clauses se présentent comme « *chargées de controverses légales* » portant sur leur validité et sur leur efficacité (Wälde, 1996 : 202). Z. Al Qurashi souligne ainsi que « *la protection contre la révocation ou la modification unilatérale du contrat par l'Etat grâce aux clauses de stabilisation est loin d'être une solution satisfaisante* » (Al Qurashi, 2005 : 264).

- *L'arbitrage entre stabilité et flexibilité*

Outre le scepticisme juridique, il est également possible d'identifier un certain scepticisme économique dès lors que se développe un raisonnement en termes d'arbitrage entre flexibilité et stabilité. La capacité des clauses de stabilisation à répondre à cet arbitrage peut apparaître problématique. Il s'observe, une nouvelle fois, une tension entre les dispositions susceptibles de répondre aux problèmes de coordination *ex ante* et l'augmentation des coûts de transaction *ex post* qui en résulte.

Selon la terminologie de T. Wälde, les différentes clauses susmentionnées visent à « *apporter la Rule of Law* » aux accords pétroliers, c'est-à-dire « *les transformer d'ententes, sujettes à la discrétion des Etats hôtes, en promesses contractuelles qui peuvent être rendues effectives par le système légal et des procédures de mise en application hors du contrôle de l'Etat hôte, afin de les rendre crédibles et plus à même d'être le support pour des investissements initiaux en capitaux sur grande échelle* » (Wälde, 2008 : 57). Ces clauses sont ainsi considérées comme un outil permettant de surmonter le problème de coordination résumé par les termes d'« *obsolescing bargain* » de R. Vernon ou de « *great divide* » de M. Adelman. Selon la terminologie de l'ECT, ces clauses sont estimées nécessaires pour protéger les compagnies pétrolières contre les comportements potentiellement opportunistes *ex post* de la part des Etats, ce qui peut inciter ces dernières à mettre en œuvre les investissements dans les actifs spécifiques (Brinsmead, 2007).

Sans même discuter, pour l'instant, de la validité de cette vision en termes de « nécessité »⁶³, ces dispositions *ex ante* font nécessairement peser une contrainte forte pour assurer l'adaptation adéquate des termes contractuels à l'incertitude innocente qui entoure la transaction. Cette incertitude innocente est à la fois géologique et économique. L'incertitude géologique provient de l'incertitude *ex ante* du montant des réserves exploitables. L'incertitude économique touche à l'ignorance portant sur les coûts de production et les conditions futures de valorisation du pétrole. Dans cette perspective, les contrats doivent prévoir un degré de flexibilité certain afin que les parties prenantes puissent adapter leurs principales dispositions aux événements fortuits qui affectent la relation. On ne peut donc ici que rappeler la constatation faite par H. Cattan dans son analyse des concessions traditionnelles signées lors de la première moitié du XX^e siècle : « *la concession pétrolière est un contrat de long terme qui se doit de réconcilier deux besoins apparemment conflictuels : la stabilité et l'évolution. Ces deux besoins sont en fait deux conditions interdépendantes dans une concession pétrolière* » (Cattan, 1967 : xi).

Dès lors, il existe également des tiraillements entre les arrangements contractuels par lesquels les Etats peuvent jouer sur les incitations *ex ante* des compagnies et les problèmes de coordination *ex post* à la transaction. Dans le cas des dispositions fiscales, la tension mise en évidence précédemment tient essentiellement à l'augmentation des coûts de contrôle *ex post* qui incombent à l'Etat dès lors qu'un schéma de rémunération progressif est intégré. Pour ce qui est des clauses de stabilisation, cette tension porte principalement sur la question de l'adaptabilité *ex post*. Dès lors, même en admettant l'idée que les clauses de stabilisation peuvent être adaptées, dans certaines circonstances, pour gérer l'incertitude stratégique provenant du statut juridique inégal des parties prenantes à la transaction, ces dernières rendent problématique l'adaptation des termes contractuels à l'incertitude innocente. Dans cette perspective, au-delà même des controverses juridiques, les clauses de stabilisation ne sont pas sans laisser planer quelque doute sur leur efficacité à répondre à l'arbitrage stabilité-flexibilité.

⁶³ Rappelons en effet que le Royaume-Uni et la Norvège n'ont jamais envisagé l'intégration de ce type de clauses au sein des licences pétrolières.

SECTION 3. UNE ANALYSE COMPARATIVE ENTRE DES STRUCTURES DE GOUVERNANCE PETROLIERE HYBRIDES ET UNE STRUCTURE DE GOUVERNANCE LIBERALE

Une structure de gouvernance hybride articule les droits de propriété publics sur les ressources en terre et des droits de propriété mixtes sur les actifs. Une compagnie pétrolière publique évolue en coopération/concurrence avec des compagnies privées dans les opérations d'exploration-production de pétrole. Réduite à cette définition, il s'agit de la configuration organisationnelle qui est aujourd'hui la plus couramment observée au sein des pays propriétaires de ressources pétrolières. Une structure de gouvernance hybride recouvre ainsi des expériences très hétérogènes. Dans cette perspective, il convient d'éviter l'écueil d'une analyse comparative qui regroupe au sein d'une catégorie identifiée la quasi-totalité des expériences nationales. Par voie de conséquence, il s'agit d'approfondir le jeu des différents niveaux d'abstraction de l'approche comparative : au niveau le plus abstrait, quelle est la caractéristique principale d'une structure de gouvernance hybride ? Au sein même de cette catégorie, quels sont les éléments qui permettent de cerner plus profondément les traits distinctifs *des structures de gouvernance hybrides* ?

La ligne directrice consistera en une approche comparative entre les deux structures de gouvernance sous l'angle de l'analyse de la transaction. Il s'agit d'identifier la manière dont les droits de propriété mixtes sur les actifs modifient les problèmes de coordination encastés dans la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier, ainsi que les conditions permettant à un Etat de faire prévaloir ses droits de propriété sur les ressources en terre. Cette approche comparative amène à considérer que l'élément saillant d'une structure de gouvernance hybride réside dans le fait que la compagnie pétrolière publique peut assurer un rôle de substitut à la coordination par les contrats ainsi qu'un rôle de complément à cette dernière. Les mécanismes qui peuvent être identifiés sont les suivants. Tout d'abord, le rôle de substitut de la compagnie pétrolière publique tient au fait que cette dernière offre à l'Etat un mécanisme de coordination par autorité, par hiérarchie. Ensuite, ce rôle de substitut est également permis par le fait que la présence d'une compagnie publique est susceptible d'annihiler, de supprimer certains des problèmes de coordination. Enfin, pour ce qui est du rôle de complément à la coordination par les contrats, il apparaît que la présence d'une compagnie publique peut atténuer certains problèmes de coordination tels qu'ils se

manifestent dans une structure de gouvernance libérale. En outre, la présence d'une compagnie publique peut permettre d'assurer une meilleure exécution des contrats (3.1).

Mais, si une perspective comparative avec une structure de gouvernance libérale est maintenue, il est également possible de considérer qu'une structure de gouvernance hybride est source de problèmes *sui generis*. A cet égard, deux éléments sont d'ordinaire mis en évidence au sein de la littérature. Le premier a trait au déficit d'efficacité opérationnelle causé par la structure publique de propriété comparativement aux compagnies privées. Le deuxième élément est relatif au phénomène du retournement de l'agent contre le principal (Stevens, 2008a). Par là, c'est la question de savoir si l'Etat peut effectivement s'assurer de la loyauté de la compagnie publique ; loyauté dont dépend le plein exercice de son rôle de substitut et de complément à la coordination par les contrats (3.2).

A l'évidence, l'interaction complexe entre ces phénomènes de substitution, de complémentarité et de création de problèmes *sui generis* laisse entrevoir que cette interdépendance est différente selon le temps et l'espace considérés. En outre, cette interaction est nécessairement dynamique. Néanmoins, au regard des différents mécanismes identifiés, il paraît possible de mettre en évidence certains arbitrages auxquels sont confrontés les Etats producteurs dont la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier est encadrée par une structure de gouvernance hybride. Trois arbitrages semblent d'importance. Ils constituent autant de traits distinctifs qui permettent de développer plus avant la grille de lecture des structures de gouvernance hybride. Tout d'abord, la question de l'opportunité d'ouvrir le capital de la compagnie publique à des investisseurs privés se pose. Présentée comme une incitation à l'efficacité opérationnelle, l'ouverture du capital est susceptible d'amenuiser le rôle de substitut à la coordination par les contrats attribué à la compagnie publique. Un arbitrage dont les termes sont relativement similaires se pose à propos du cadre opérationnel au sein duquel évolue la compagnie publique, c'est-à-dire de son degré d'autonomie budgétaire et décisionnel. Si ces deux premiers arbitrages renvoient à la relation de la compagnie pétrolière publique avec l'Etat, le dernier arbitrage oriente l'attention sur la relation entre la compagnie publique et les compagnies privées. Il s'agit du cadre concurrentiel défini afin d'encadrer l'accès aux ressources pour les différents opérateurs (3.3).

3.1. La compagnie pétrolière publique comme substitut et comme complément à la coordination par les contrats

L'identification des liens de substitut et de complémentarité entre la compagnie pétrolière publique et les contrats au sein d'une structure de gouvernance hybride nécessite au préalable quelques précisions conceptuelles.

3.1.1. Substituabilité et complémentarité entre institutions

La notion de substitut entre les institutions se rapproche de certains concepts introduits par des auteurs usuellement regroupés au sein du courant de l'institutionnalisme historique. Il en va ainsi de la notion de sédimentation institutionnelle utilisée par K. Thelen (2003), notamment, afin d'étudier les redondances entre certaines institutions de coordination. Ce processus renvoie à l'addition de différentes institutions dont le rôle de coordination peut être le même. Cette notion ouvre ainsi la voie à une réflexion sur les mécanismes de substitution entre les différentes formes institutionnelles pour atteindre la fonction de coordination originellement poursuivie. Il convient de réaliser une distinction importante entre la forme d'une institution et sa fonction. Rappelons cette citation de V. Dutraive : « *les mêmes fonctions institutionnelles (coordination, réduction de l'incertitude, sécurité...) peuvent être mises en œuvre à travers différentes formes institutionnelles* » (Dutraive, 2009 : 6).

Quant à la notion de complémentarité institutionnelle, elle est également au cœur de nombreuses approches institutionnalistes⁶⁴. En particulier, l'idée de la complémentarité institutionnelle structure les approches relatives à la diversité des capitalismes⁶⁵. Cette complémentarité peut s'entendre de deux manières principales. En premier lieu, elle peut s'ancrer dans une vision fonctionnaliste et statique des institutions. Deux institutions sont ainsi pensées complémentaires lorsque la présence d'une institution augmente l'efficacité d'une autre institution. Selon la terminologie de M. Höpner, « *la complémentarité institutionnelle signifie que la performance fonctionnelle d'une institution A est conditionnée par la présence d'une autre institution B et vice versa* » (Höpner, 2005b : 383). La complémentarité institutionnelle peut également être appréhendée selon une approche en

⁶⁴ Voir le numéro de la *Socio Economic Review* consacré à la définition et aux limites des approches en termes de complémentarité institutionnelle, en particulier les deux contributions de M. Höpner (2005a ; 2005b).

⁶⁵ Soulignons le travail de B. Amable (2005) qui identifie cinq idéaux-types de capitalisme au regard des liens de complémentarité et de hiérarchie susceptibles d'être identifiés entre les cinq formes institutionnelles identifiées comme pertinentes par la théorie de la régulation.

termes de stabilité dynamique. Selon la terminologie de B. Amable *et al.*, « *il y a complémentarité entre deux formes institutionnelles lorsque l'existence de l'une d'elles renforce directement ou indirectement l'existence de l'autre, sans référence à un quelconque concept de performance systématique* » (Amable *et al.*, 2002 : 273).

L'approche de la NEI, qui est ici adoptée afin de construire la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière, amène à privilégier la première manière de saisir la complémentarité institutionnelle. Il s'agit d'identifier les vecteurs par lesquels une compagnie pétrolière publique peut contribuer à augmenter l'efficacité des contrats en tant qu'outils de coordination aux mains des Etats.

3.1.2. La compagnie pétrolière publique comme substitut à la coordination par les contrats

Les mécanismes par lesquels la compagnie pétrolière publique est en mesure de jouer un rôle de substitut à la coordination par les contrats sont de deux ordres. Le premier tient au fait que la propriété publique sur la compagnie offre un mode de coordination dont les mécanismes peuvent difficilement être reproduits par le biais des contrats. Il s'agit de la coordination par autorité, grâce à laquelle l'Etat, en tant que propriétaire de la compagnie, impose ses préférences en termes de taux d'exploration et de taux de déplétion des réserves découvertes. Ce contrôle direct se pose ainsi en substitut aux différentes dispositions contractuelles déclinées précédemment, par lesquelles un Etat peut inciter ou orienter les stratégies d'exploration et de déplétion des compagnies pétrolières privées. Du point de vue de l'Etat, cette coordination par autorité permise par la propriété publique de la compagnie peut également se substituer à la captation de la rente pétrolière par le biais du régime fiscal. Cela peut se réaliser de deux manières principales. En premier lieu, il est possible d'observer une intégration totale du budget de la compagnie au sein du budget de l'Etat. La seconde voie de substitution tient au fait que les dividendes reviennent directement à l'Etat en tant que propriétaire de la compagnie.

Le rôle de substitut au contrat de la compagnie publique peut s'exercer d'une autre manière : la présence de cette dernière, en tant qu'opérateur d'un gisement au sein d'un consortium, peut permettre la suppression de certains problèmes de coordination, comparativement à ceux qui se posent dans la transaction encadrée au sein d'une structure de gouvernance libérale. Ainsi, la nécessité pour un Etat de refaçonner les incitations des opérateurs ou de définir des règles normatives se pose de manière moins aiguë. Afin de saisir cette modification dans la zone de conflit-coopération entre l'Etat et un consortium dominé

par la compagnie publique, il faut considérer les incitations émanant de la structure des droits de propriété sur les actifs, d'une part, et, d'autre part, celles qui, lors de la transaction, découlent du transfert légal des droits de propriété sur les ressources. En quoi les incitations spontanées induites par la propriété publique ainsi que par le paquet de droits échangé lors de la transaction peuvent-elles permettre une meilleure convergence d'intérêts entre l'Etat et le consortium ?

Pour ce qui est du premier élément, il est possible de considérer que la structure publique de propriété est susceptible d'élargir l'horizon temporel au sein duquel la compagnie est incitée à définir sa stratégie de gestion des ressources en terre. De ce fait, la nécessité pour un Etat, qui s'inscrit dans un « temps long », de refaçonner les incitations et d'orienter les stratégies de déplétion par le biais de dispositions contractuelles, se pose de manière moins primordiale. V. Marcel (2006 : 41-42) rappelle ainsi, dans son étude de certaines compagnies pétrolières publiques du Moyen-Orient, que les dirigeants de ces dernières expliquent clairement que les motivations des compagnies pétrolières internationales diffèrent fondamentalement des leurs. A cet égard, V. Marcel met en exergue l'importance du taux d'actualisation, lorsqu'elle souligne que la « *valeur d'un baril laissé en terre ne décline pas au même taux pour une compagnie pétrolière publique que pour une compagnie pétrolière privée* » (Marcel, 2006 : 72). En effet, il est bon de rappeler que la structure particulière des coûts au sein des activités de l'amont pétrolier rend nécessaire pour une compagnie privée d'extraire rapidement les réserves afin de maintenir à un niveau adéquat le taux de rentabilité de ses capitaux. Dans la mesure où les compagnies pétrolières publiques ne sont pas soumises à la nécessité de maximiser la rentabilité de leurs capitaux, elles peuvent être incitées à déployer leur stratégie de déplétion dans un horizon temporel de plus long terme. Elles sont plus enclines à accepter le maintien de capacités de production disponibles non utilisées que les compagnies privées (Marcel, 2006 : 3 et 42). Cet élargissement de l'horizon temporel peut ainsi accroître la convergence d'intérêt *ex ante* entre l'opérateur et l'Etat propriétaire des ressources en terre. Les études comparatives des stratégies de déplétion mises en œuvre par les compagnies pétrolières privées, d'une part, et les compagnies pétrolières publiques, d'autre part, mettent clairement en évidence la politique de déplétion plus conservatrice de la part de ces dernières⁶⁶.

⁶⁶ Mentionnons le travail récent de C. Wolf qui souligne que le taux de production des réserves sous contrôle des compagnies privées s'élève à 61 %. Ce taux oscille entre 4 et 6 % pour les compagnies publiques ressortissantes

Pour ce qui est des incitations liées au transfert légal des droits de propriété sur les ressources en terre, il a été montré que la transaction d'ouverture aux compagnies privées prend la forme d'un transfert partiel, temporaire et potentiellement non sécurisé des droits de propriété sur les ressources. Dès lors, il est opportun de s'interroger sur la manière dont le transfert des droits de propriété sur les ressources, encadré dans une structure de gouvernance hybride, est susceptible de modifier les incitations s'exerçant *ex ante* sur les opérateurs et, par voie de conséquence, de redessiner les contours de la zone de conflit-coopération. A cet égard, la question de la sécurité des droits d'accès accordés à la compagnie publique semble déterminante. En effet, il est commun de trouver au sein des pays producteurs des dispositions accordant à la compagnie pétrolière publique un accès privilégié aux ressources. Cela peut prendre des formes diverses. L'une des modalités privilégiées est d'accorder à la compagnie publique un monopole dans la fonction d'opérateur. Il paraît évident que cette forme de transaction permet de sécuriser les droits d'accès accordés aux compagnies publiques. En retour, cette sécurisation peut également accroître la convergence d'intérêt *ex ante* entre l'Etat et le consortium. D'une part, la compagnie publique n'est pas incitée à intégrer dans sa stratégie de déplétion la possibilité d'un retour éventuel sur ses droits. D'autre part, cette sécurisation ne place pas la compagnie publique dans une situation de *lock in* vis-à-vis du comportement opportuniste *ex post* de l'Etat. La diminution du degré d'incertitude stratégique qui entoure la transaction peut alors faciliter la mise en œuvre des investissements d'exploration dans les actifs spécifiques.

3.1.3. La compagnie pétrolière publique comme complément aux contrats

Si la compagnie pétrolière publique peut ainsi se poser, au travers de la coordination par hiérarchie et de la modification de la zone de conflit-coopération, comme un substitut à la coordination par les contrats, elle est également susceptible d'assurer un rôle de complément à ces derniers. Cette complémentarité s'entend au sens où la présence d'une compagnie pétrolière publique au sein des consortiums en charge des opérations de l'amont pétrolier peut participer à augmenter l'efficacité et l'effectivité de la coordination par les contrats. Le mécanisme au travers duquel peut se déployer ce rôle de complément tient au fait que la présence d'une compagnie publique est susceptible d'atténuer certains problèmes de

d'Etats non membres de l'OPEP et entre 2 et 9 % pour les compagnies publiques d'Etats membres de l'OPEP (Wolf, 2009).

coordination, certains arbitrages mis en évidence précédemment dans l'analyse comparative des contrats.

Le premier arbitrage que cette analyse comparative a permis de mettre en lumière tient au fait que l'efficacité des dispositions contractuelles par lesquelles un Etat peut jouer *ex ante* sur les incitations des compagnies dépend de la capacité du premier à contrôler *ex post* les opérations de ces dernières. Cette tension apparaît particulièrement prégnante dans le cadre des dispositions fiscales. En effet, il a été montré que l'introduction d'une progressivité dans le régime fiscal va de pair avec une augmentation des coûts de contrôle *ex post* qui incombent à l'Etat afin de se prémunir contre les comportements potentiellement opportunistes de la part des compagnies. L'Etat doit être en mesure de contrôler les coûts de production ainsi que le niveau des prix auxquels est vendu le brut. Dans le cas contraire, le risque est grand que les compagnies profitent de leurs avantages informationnels afin de développer des stratégies d'évasion fiscale de grande ampleur. Il en va de même avec les règles de prescription et de proscription par lesquelles un Etat cherche à orienter les stratégies d'exploration et de déplétion des compagnies privées. L'application effective des règles relatives aux travaux obligatoires d'exploration ou aux plans de développement des gisements dépend de la capacité des Etats à surveiller leurs mises en œuvre effectives et à acquérir de l'information leur permettant de juger de la pertinence des actions effectuées par les compagnies.

L'atténuation de cet arbitrage au sein d'une structure de gouvernance hybride tient à l'opportunité offerte à l'Etat, par le biais de la compagnie publique, de combler son déficit informationnel et d'augmenter sa capacité de contrôle *ex post* des compagnies. L. Grayson souligne ainsi que dès les années 1970, les compagnies pétrolières publiques étaient perçues par les Etats propriétaires des ressources comme un moyen leur permettant d'ouvrir une fenêtre dans l'industrie pétrolière (Grayson, 1981). B. Mommer poursuit de la sorte : « *en tant que fenêtre sur l'industrie (...), les NOCs peuvent diminuer significativement le gap informationnel entre les compagnies internationales et les ministères* » (Mommer, 1999 : 21). Cette réduction du gap informationnel peut se réaliser de manière directe dès lors que la compagnie pétrolière publique est présente au sein de l'ensemble des consortiums en charge des opérations de l'amont pétrolier. Cela peut également se réaliser de manière indirecte par le biais du rôle de *benchmarking* susceptible d'être attribué à la compagnie publique. La mise en regard du taux de rentabilité des investissements au sein des gisements opérés par la compagnie pétrolière publique avec ceux des gisements opérés par les compagnies privées au

sein d'une province peut permettre à l'Etat de capter de l'information et d'introduire une certaine flexibilité au sein du régime fiscal. La compagnie pétrolière demeure ainsi un vecteur de réduction de l'information. Cette réduction des asymétries d'information et des coûts de contrôle *ex post* peut ainsi constituer une condition importante pour rendre la régulation par la fiscalité effective.

Le second arbitrage qui structure la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier tient au besoin d'offrir un cadre d'opération permettant de stabiliser les anticipations des compagnies, d'une part, tout en étant relativement flexible, afin d'adapter les termes de la relation à l'incertitude innocente qui entoure la transaction, d'autre part. En quoi la présence d'une compagnie publique au sein des consortiums permet-elle de relâcher cet arbitrage ? Deux voies de réflexion sont ouvertes.

La première voie oriente l'attention vers la complémentarité entre les clauses modernes de stabilisation et la présence de la compagnie pétrolière publique. L'une des modalités de ces clauses modernes de stabilisation, dite clause « *d'allocation de la charge* » (Cameron, 2010 : 80), a pour objectif de positionner la compagnie pétrolière publique dans une position d'otage au sein de la relation qui prend place entre l'Etat et les compagnies privées (Mommer, 2002 : 183). Cela s'entend au sens où ces clauses stipulent que la compagnie publique est dans l'obligation d'assumer les conséquences de l'ensemble des modifications de la loi ou des contrats qui sont susceptibles de dégrader, du point de vue de la compagnie privée, la rentabilité initiale du projet d'exploration-production⁶⁷. Cela peut passer notamment par un ajustement à la baisse de la part du *profit oil* d'un APP originellement destiné à la compagnie publique⁶⁸. T. Wälde souligne ainsi que les « *clauses de stabilisation modernes ne concernent plus le gouvernement en tant que tel, mais elles rendent l'entreprise d'Etat responsable pour les interventions unilatérales de son propre gouvernement* » (Wälde, 1994 : 60).

L'objet de cette modalité particulière de clause de stabilisation demeure ainsi de créer une enclave juridique pour la licence ou les APP. Selon les compagnies pétrolières

⁶⁷ La formulation trouvée au sein des APP signés par l'Azerbaïdjan illustre ces clauses. Les APP stipulent que si les droits et les intérêts du contractant ont été négativement affectés par une action unilatérale de l'Etat, la compagnie pétrolière publique (SOCAR) « *shall indemnify the Contractor (and its assignees) for any disbenefit, deterioration in economic circumstances, loss or damages that ensue therefrom* » [Cité dans Cameron (2010 : 81)].

⁶⁸ Ces clauses sont bien sûr asymétriques dans la mesure où elles ne prévoient pas des ajustements en faveur de la compagnie pétrolière publique si les évolutions *ex post* au contrat favorisent la rentabilité du projet.

internationales, ainsi que pour certains juristes, ces dispositions présentent l'avantage de ne pas lier les mains de l'Etat et de ne pas entrer en contradiction avec la souveraineté législative de ce dernier (Cameron et Kellas, 2008 : 6). Selon l'analyse de l'ECT, ces clauses de stabilisation présentent effectivement l'avantage de maintenir la possibilité d'ajustement aux évolutions non prévisibles de l'environnement tout en permettant de sécuriser les anticipations des compagnies. Néanmoins, cette perspective ne va pas sans poser de problèmes. En particulier, on peut avancer l'idée selon laquelle le positionnement de la compagnie publique dans une situation d'otage présuppose le confinement de cette dernière dans un rôle administratif, au détriment du développement d'une certaine autonomie opérationnelle et budgétaire (*cf. infra*).

La seconde voie de réflexion, portant sur la sécurisation des anticipations des compagnies privées permise par la présence d'une compagnie publique et, par voie de conséquence, sur le relâchement de l'arbitrage entre flexibilité et stabilité qui structure la transaction, peut apparaître plus féconde. Cette voie de réflexion peut s'appuyer sur l'analyse institutionnelle de M. Aoki et d'A. Greif (2005 ; 2004). Ce dernier développe une approche englobante des institutions, où les croyances comportementales, les organisations, les règles ainsi que les comportements constituent un équilibre auto-exécutoire. Selon cette approche, il convient de s'interroger sur la manière dont un nouvel acteur, la compagnie publique, est susceptible de modifier « *le type de comportements et de croyances auto-exécutoires au sein de l'interaction considérée* » (Greif, 2004 : 14). Les croyances susceptibles d'être modifiées, par le biais de l'intégration d'une compagnie publique au sein des consortiums, sont celles des compagnies privées concernant les possibles interventions *ex post* de l'Etat. Plus précisément, il s'agit des croyances relatives aux incitations de l'Etat à intervenir *ex post* de manière opportuniste, c'est-à-dire d'une manière qui s'apparente à une expropriation rampante des investissements engagés *ex ante* par les compagnies. En effet, il convient de garder à l'esprit l'idée centrale du travail de D. Sappington et J. Stiglitz mise en avant lors de leur analyse comparative des problèmes d'agence observés lorsqu'un Etat délègue des activités à une compagnie privée ou à une compagnie publique. Lors du déroulement de cette analyse comparative, les auteurs soulignent qu'il faut distinguer dans l'analyse les conséquences de ces différents arrangements organisationnels sur le droit ou la capacité des Etats à intervenir de manière *ex post*, d'une part, et les conséquences sur les incitations différentes qui s'exercent sur les Etats à intervenir ou à ne pas intervenir *ex post*, d'autre part (Sappington et Stiglitz, 1987).

Le mécanisme, par lequel il est envisagé une modification des croyances des compagnies privées, réside essentiellement dans la nouvelle répartition de l'information permise par la compagnie publique en faveur de l'Etat⁶⁹. Par le biais de cette captation de l'information, l'Etat est en mesure de se protéger contre les comportements potentiellement opportunistes *ex post* et d'assurer une régulation par la fiscalité et les règles normatives. De ce fait, il est possible de considérer que les raisons qui incitent des Etats à intervenir *ex post* de manière opportuniste s'estompent. En particulier, un Etat peut être incité à circonscrire ses interventions *ex post* aux réponses apportées à l'incertitude innocente qui entoure la transaction. Ainsi, la nouvelle répartition de l'information, la modification des incitations qui s'exercent sur l'Etat, peuvent contribuer à modifier les croyances des compagnies privées concernant l'engagement crédible de l'Etat. Ces dernières peuvent être ainsi amenées à modifier leurs comportements d'exploration et de production en conséquence.

Selon cette logique de raisonnement, la compagnie publique peut se poser en substitut aux clauses de stabilisation ou, plus généralement, à l'ensemble des dispositions juridiques dont l'objectif est de lier les mains des autorités. Par le biais de la nouvelle répartition de l'information, l'Etat voit ses incitations à intervenir de manière *ex post* d'une manière opportuniste diminuer. Cela peut modifier l'équilibre auto-exécutoire entre croyances et comportement. Dans un souci de cohérence d'argumentation, une autre facette de cet argument est de voir dans la compagnie publique un complément au maintien d'une régulation flexible, susceptible de répondre à l'incertitude innocente qui entoure la transaction.

3.2. Les contreparties d'une structure de gouvernance pétrolière hybride

Selon la terminologie d'O. Williamson, toutes les structures de gouvernance sont « *défaillantes* » [*flawed*] (Williamson, 2005b : 14). Si une approche comparative avec une structure de gouvernance libérale permet de mettre en évidence qu'une compagnie pétrolière publique est susceptible de modifier les problèmes de coordination, d'atténuer certains arbitrages et de se positionner en tant que complément aux contrats, il convient par ailleurs de s'intéresser aux problèmes *sui generis* induits par la présence d'une compagnie pétrolière publique dans les opérations de l'amont pétrolier. L'une des principales lignes de réflexion

⁶⁹ Nous suivons en cela M. Aoki lorsqu'il souligne que, sous certaines conditions, un tiers « *peut rendre l'honnêteté des agents exécutoires en modifiant simplement la structure informationnelle du jeu* » (Aoki, 2006 : 105).

qui domine la littérature sur les compagnies pétrolières publiques et sur le cycle du nationalisme pétrolier⁷⁰ s'articule autour de l'idée présentée comme suit par O. Noreng : « *les compagnies pétrolières publiques (...) apparaissent en premier lieu comme une solution, comme une réponse à un échec de marché initial puis, par la suite, comme un problème, c'est-à-dire comme un nouvel échec de marché* » (Noreng, 2010 : 80). Dans le même ordre d'idée, R. Boscheck souligne que les compagnies pétrolières publiques « *constituent une réponse institutionnelle à un échec de coordination avec les compagnies privées (...) [mais elles] posent presque immédiatement des problèmes de gouvernance* » (Boscheck, 2007 : 367). Cette littérature met en avant deux principaux débats. Le premier aborde le déficit d'efficacité opérationnelle de ces compagnies. Le deuxième porte sur le phénomène du retournement de l'agent contre le principal. Il recoupe deux idées interconnectées. La première réside dans les difficultés susceptibles d'être rencontrées par l'Etat afin de contrôler effectivement la compagnie publique et lui permettre ainsi d'assurer dans les faits son rôle de complément et de substitut à la coordination par les contrats. La seconde idée prolonge la logique du raisonnement : la compagnie publique peut devenir un « *Etat à l'intérieur de l'Etat* » [*state within the state*]. La relation d'agence s'inverse totalement : non seulement l'Etat n'est pas en mesure de contrôler la compagnie publique, mais un rôle croissant de cette dernière, dans la détermination de la politique pétrolière d'un pays, peut être observée.

3.2.1. Le déficit d'efficacité opérationnelle de la compagnie publique : les termes du débat

Au sein de la littérature portant sur les compagnies pétrolières publiques, les arguments avancés en faveur de l'idée selon laquelle la délégation des opérations de l'amont pétrolier à ces compagnies s'accompagne d'une baisse de l'efficacité opérationnelle

⁷⁰ La littérature sur les compagnies pétrolières publiques tend à suivre un cycle parallèle à celui du cycle du nationalisme pétrolier. Sans prétendre à l'exhaustivité, quatre programmes de recherche récents sur les compagnies pétrolières publiques initiés durant la seconde moitié des années 2000 peuvent être mentionnés. Ces programmes de recherches s'appuient tout à la fois sur des articles à vocation synthétique ainsi que sur des monographies historiques des principales compagnies pétrolières publiques. En premier lieu, il s'agit du programme de l'université de Stanford dont les publications peuvent être consultées à l'adresse suivante :

<http://pesd.stanford.edu/research/noc>

En second lieu, il s'agit du programme de recherche de l'université de RICE :

<http://www.rice.edu/energy/publications/nocs.html>

Ensuite, il s'agit des travaux de la Banque mondiale, au sein du Programme d'assistance pour la gestion du secteur énergétique [ESMAP] :

<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/0,,contentMDK:21991336~pagePK:148956~piPK:216618~theSitePK:336930,00.html>

Enfin, soulignons le programme de recherche de la Chatham House en coopération avec l'université de Dundee portant sur la gouvernance du secteur pétrolier : <http://www.chathamhouse.org/research/eedp/current-projects/good-governance-national-petroleum-sector>

s'appuient, implicitement ou explicitement, sur la théorie de la *corporate governance* et sur celle du *public choice*.

La littérature normative sur la *corporate governance* aborde la problématique de l'atténuation des droits de propriété induite par la séparation entre la propriété et le contrôle au sein des firmes. Les dirigeants des firmes connaissent nécessairement un droit de contrôle résiduel sur les opérations. En outre, ils peuvent être amenés à définir des stratégies qui ne sont pas conformes aux intérêts du principal, c'est-à-dire du ou des propriétaires. Selon certains auteurs s'inscrivant dans cette approche, il est possible de considérer que la propriété publique est intrinsèquement moins efficace que la propriété privée pour surmonter ce problème d'agence. Par voie de conséquence, il est souligné que les dirigeants des compagnies publiques connaissent un pouvoir discrétionnaire plus important que leurs homologues au sein des compagnies privées.

Le premier argument est celui de la dilution des droits de propriété causée par la propriété publique. Dans la mesure où la propriété est diluée au sein de l'ensemble de la population ou, à tout le moins, entre différents ministères, et que les politiciens ne se positionnent pas en tant que prétendants aux revenus résiduels, il se pose un problème d'action collective pour définir des contrats incitatifs permettant d'encadrer les dirigeants des compagnies et de contrôler leurs opérations. En contraste avec les dirigeants des compagnies privées, les dirigeants des compagnies publiques ne sont pas soumis au contrôle d'un groupe d'actionnaires de contrôle, intéressés à la maximisation de la valeur des actifs. Dans cette perspective, les dirigeants des compagnies publiques disposent d'une plus grande marge de manœuvre pour développer des comportements discrétionnaires plus importants. O. Noreng insiste sur cette dimension dans son article consacré à la relation dynamique et conflictuelle entre un Etat et la compagnie pétrolière publique. Après avoir souligné que les dirigeants des compagnies pétrolières publiques ne sont pas les « *sujets passifs sous contrôle du gouvernement* », il poursuit de la manière suivante : « *L'insuffisante demande du gouvernement propriétaire pour un retour sur investissement induit pour la NOC un contrôle externe incomplet et des incitations incomplètes [pour rechercher] l'efficacité dans les coûts et le profit en tant qu'objectif premier* » (Noreng, 1996 : 200-201).

Cette dilution des droits de propriété peut entraîner une multiplicité d'objectifs assignés aux dirigeants des compagnies publiques de la part des propriétaires. On touche ici au deuxième argument qui soutient, implicitement ou explicitement, l'idée selon laquelle la

propriété publique pose des problèmes particuliers pour répondre au problème de la séparation entre la propriété et le contrôle. L'idée avancée est que la multiplicité des objectifs assignés aux dirigeants des compagnies publiques tend à rendre flous les critères à l'aune desquels l'Etat est en mesure d'évaluer la performance des compagnies et, par là même, de définir des contrats incitatifs et de contrôler de manière adéquate les dirigeants des compagnies publiques (Shirley et Lixin, 1998). Ces derniers sont ainsi en mesure d'exploiter de manière plus importante leurs bénéfices informationnels. Au sein de la littérature sur les compagnies pétrolières publiques, cette multiplicité des tâches est habituellement traitée au travers de la question des « *missions nationales* » (World Bank, 2009) attribuées à la compagnie publique, ou encore, de celle de la dichotomie entre la fonction pétrolière et la fonction administrative attribuées à cette dernière (Boussena, 1994)⁷¹. Les déclinaisons les plus courantes de ces « *missions nationales* » sont constituées par l'obligation faite à la compagnie publique de fournir le marché domestique à un prix inférieur au prix international, parfois à perte, ou d'entreprendre des investissements peu en rapport avec les activités pétrolières. La logique d'un raisonnement fondé sur la problématique de la séparation du contrôle et de la propriété tend à souligner que le flou inhérent à ces objectifs multiples ne permet pas à l'Etat de définir un contrôle adéquat. Notons également que ces « *missions nationales* » donnent lieu à un argument subsidiaire relatif à l'efficacité opérationnelle des compagnies pétrolières publiques ; ces dernières peuvent connaître des problèmes, en termes de dispositions de capitaux, pour les investissements dans les opérations de l'amont pétrolier.

Enfin, en intégrant dans le raisonnement les prémisses de l'analyse de la littérature sur le *public choice*, certains poursuivent avec l'idée selon laquelle la propriété publique se traduit par une baisse de l'efficacité opérationnelle. Dans la mesure où les politiciens ne se positionnent pas en tant que prétendants au revenu résiduel, les objectifs qu'ils sont susceptibles d'attribuer à la compagnie publique peuvent aller à l'encontre de l'efficacité productive. A cet égard, il est souvent souligné le phénomène de suremploi qui caractérise les compagnies publiques, ainsi que la « *contrainte budgétaire molle* » qui s'exerce sur ces dernières en raison des garanties financières apportées par l'Etat (Megginson et Netter, 2001).

⁷¹ Cette nature duale des compagnies pétrolières publiques constitue l'élément qui est habituellement mis en évidence au sein de la littérature sur les compagnies pétrolières publiques : « *quel que soit la structure légale qui est adaptée, il doit être reconnu la nature duale de la compagnie pétrolière publique en tant qu'entité conduisant ses activités comme une entreprise commerciale tout en prenant en charge les services demandés par l'Etat* » [Fee, cité dans Van der Linde (2000 : 104)].

Au final, les tenants de l'approche normative sur la *corporate governance* avancent l'idée que la nature publique de la propriété peut donner lieu à un déficit opérationnel par rapport aux compagnies privées. Cela tient à l'idée que la dilution des droits de propriété pose un problème d'action collective qui laisse les dirigeants des compagnies publiques avec un pouvoir discrétionnaire plus important. En outre, les objectifs multiples attribués à la compagnie pétrolière publique, en raison de cette dilution des droits de propriété publics, participent à rendre flous les critères selon lesquels il est possible d'évaluer les performances des compagnies. Le pouvoir discrétionnaire des dirigeants des compagnies publiques en est ainsi considérablement élargi. Enfin, les politiciens, qui ne se positionnent pas en tant que prétendants aux revenus, ne sont pas enclins à définir des contrats incitatifs et à contrôler les opérations des dirigeants dans le but de la maximisation de l'efficacité opérationnelle. Tel est l'angle d'attaque qui structure la synthèse de la littérature sur la *corporate governance* présentée par A. Shleifer et R. Vishny : « *Les bureaucrates qui contrôlent les firmes étatiques ont au mieux un intérêt indirect concernant le profit (car les profits transitent directement vers le budget de l'Etat) et ont des objectifs qui sont très différents de l'intérêt social. Néanmoins, ils détiennent un pouvoir quasi complet sur ces firmes et peuvent les diriger afin de poursuivre n'importe quel objectif politique. La propriété étatique est donc un exemple d'un contrôle concentré sans droit au cash flow et où des objectifs socialement nocifs prévalent* » (Shleifer et Vishny, 1997 : 768).

Cette prise de position relative à l'inefficacité opérationnelle intrinsèque des compagnies publiques est bien sûr source de débat⁷². En particulier, il convient de garder à l'esprit que les résultats des quelques travaux empiriques dont l'objet est d'illustrer cet écart d'efficacité doivent être interprétés avec prudence. Il en va ainsi du résultat des travaux d' A. Al-Obaïdan et G. Scully (1991), de P. Toft et A. Duero (2011) ou de N. Victor (2007). Afin d'évaluer les performances des compagnies pétrolières publiques, ce dernier auteur oriente l'attention sur des critères opérationnels qui tendent à éluder la caractéristique structurelle de l'industrie pétrolière : le caractère non renouvelable de la ressource. En effet, il se focalise sur le critère du taux de production des réserves, du rapport entre le niveau de production et montant des réserves contrôlé par les compagnies. Il aboutit alors à la « conclusion » que les milliards de barils de réserves contrôlés par les compagnies pétrolières nationales constituent

⁷² Pour une synthèse de la littérature, voir Shirley et Walsh (2001).

du « *pétrole mort* » [*dead oil*]. Selon l'auteur, ceci témoigne de l'inefficacité relative des NOCs pour convertir leur réserve en production.

Il est possible de partager le scepticisme de P. Stevens lorsqu'il commente les travaux de N. Victor en rappelant que « *n'importe quelle évaluation des performances des NOCs doit prendre en considération la politique de déplétion définie par le gouvernement. Si cette politique est de ralentir le développement, alors de nombreuses mesures de performance applicables aux compagnies pétrolières internationales ne sont pas pertinentes.* [Le résultat de N. Victor] *peut simplement refléter les choix de la politique de déplétion des Etats producteurs plutôt que l'efficacité des NOCs* » (Stevens, 2008b : 6). De la même manière, C. Wolf souligne, dans la conclusion de son étude précédemment citée, que le niveau inférieur du taux de production des réserves de la part des compagnies publiques ne peut constituer en soi un indicateur de leur inefficacité opérationnelle. Cela peut traduire une politique de déplétion plus conservatrice de la part de ces dernières, que cette politique soit la résultante des choix des autorités ou de l'horizon temporel de plus long terme au sein duquel elles s'inscrivent (Wolf, 2009 : 2649).

3.2.2. Les problèmes du retournement de l'agent contre le principal et du « renversement de la gouvernance »⁷³

Le deuxième problème susceptible de se manifester au sein d'une structure de gouvernance hybride, et qui est mis en évidence dans des monographies ou des travaux à vocation synthétique sur les compagnies pétrolières publiques, tient au phénomène du retournement de l'agent (la NOC) contre le principal (l'Etat) (Stevens, 2008a ; 2008b). Il est ici abordé la difficulté que peuvent rencontrer les autorités afin de contrôler effectivement la compagnie publique. Les deux types d'arguments qui s'appuient sur la littérature normative de la *corporate governance* présentés précédemment sont également mobilisés. La dilution de la propriété au sein des différents organes étatiques, ainsi que la multiplicité des objectifs attribués à la compagnie pétrolière publique, rend le contrôle de cette dernière délicat du point de vue de l'Etat. Il en résulte un pouvoir discrétionnaire important pour les dirigeants des compagnies publiques. Ce problème du manque de contrôle est bien sûr d'importance dans la mesure où il pose un empêchement non négligeable à l'effectivité des rôles de substitut et de complément à la coordination par les contrats susceptibles d'être assurés par la compagnie

⁷³ Noreng (2010 : 82).

pétrolière publique. En effet, la coordination par hiérarchie peut devenir délicate. En outre, si la compagnie publique s'engage dans une stratégie de rétention de l'information vis-à-vis des autorités, cela peut saper les mécanismes identifiés précédemment lui permettant d'assurer un rôle de complément à la coordination par les contrats.

Il semble possible de passer en revue les diverses formes du retournement de l'agent envers le principal. La première est celle par laquelle la compagnie pétrolière publique tend à « *aligner ses opérations et ses intérêts avec ceux des compagnies privées* » (Noreng, 1996 : 198). Dans cette perspective, la compagnie publique s'engage dans des comportements de rétention de l'information afin de développer des stratégies d'évasions fiscales. En outre, elle est susceptible de définir des politiques de déplétion qui maximise son revenu. La seconde forme à prendre en compte tient au phénomène connu sous le terme de « *state within the state* ». La logique de raisonnement est poussée plus avant : le manque de contrôle de la part de l'Etat sur la compagnie publique, la rétention par cette dernière de l'information et de la rente pétrolière se conjuguent et positionnent la compagnie publique comme l'organisation définissant la politique de déplétion d'un pays ainsi que le cadre législatif d'encadrement de la transaction. On peut de ce fait observer un « *renversement de la gouvernance* » [*reverse governance*] (Noreng, 2010 : 82) entre les autorités et la compagnie publique.

L'exemple qui est généralement cité pour illustrer ces deux variantes du phénomène de retournement de l'agent envers le principal est celui de PDVSA durant la période d'ouverture des années 1990 de l'amont pétrolier vénézuélien aux compagnies pétrolières privées. PDVSA semble avoir aligné ses intérêts et ses opérations avec ceux des compagnies internationales. Elle a développé des stratégies de rétention de l'information et d'évasion fiscale (Mommer, 2002 : 208-226 ; Van der Linde, 2000 : 110-112). Elle semble également avoir poussé pour structurer le régime juridique d'ouverture de manière à se positionner en tant qu'otage au sein de la transaction entre l'Etat et les compagnies pétrolières internationales. Cela s'entend au sens où elle a privilégié les accords intégrant certaines dispositions contractuelles visant à lier les mains de l'Etat afin que ce dernier ne puisse revenir sur les accords passés. Les autorités se sont ainsi trouvées dans l'incapacité de faire jouer à PDVSA le rôle de complément à la coordination par les contrats. Il s'en est suivi, durant la période d'Hugo Chavez, des renégociations de contrats ainsi qu'une réorganisation de grande ampleur de l'organisation interne de PDVSA.

3.3. Les arbitrages transversaux d'une structure de gouvernance hybride

Au regard des mécanismes de complément et de substitut identifiés entre la compagnie publique et les contrats, ainsi que des contraintes susceptibles d'être observées pour assurer l'effectivité de ce double rôle, il apparaît possible d'identifier certains arbitrages auxquels sont confrontés les Etats qui encadrent la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier par une structure de gouvernance hybride. Trois arbitrages principaux peuvent être mis en évidence. Le premier concerne l'opportunité d'ouvrir le capital de la compagnie publique à des investisseurs privés. Le deuxième a trait au cadre opérationnel et fiscal au sein duquel évolue la compagnie publique. Enfin, le troisième arbitrage concerne le cadre concurrentiel qui organise l'accès aux ressources pour les différentes compagnies.

3.3.1. *L'ouverture du capital de la compagnie publique aux investisseurs privés*

Durant la fin des années 1980 et le début des années 1990, il a été observé une tendance croissante à la privatisation partielle et à l'introduction en bourse d'une partie du capital des compagnies pétrolières publiques. Cela s'est réalisé notamment dans le cadre de la conditionnalité des institutions financières internationales. L'objectif recherché par l'ouverture partielle du capital est de refaçonner les incitations s'exerçant sur les dirigeants des compagnies publiques afin d'orienter les stratégies de ces dernières vers la recherche de maximisation de la valeur des actifs. Ce mouvement s'explique également par la volonté des Etats de relâcher quelque peu les contraintes de financement de la compagnie et/ou de favoriser leur politique d'internationalisation.

Si l'objectif recherché par l'ouverture du capital est d'amplifier les incitations vers la recherche d'une maximisation de la valeur des actifs, la conséquence analytique qu'il convient d'avoir à l'esprit est que ce mouvement est susceptible d'amenuiser le rôle de substitut à la coordination par les contrats joué par la compagnie publique. En effet, le mécanisme de suppression de certains problèmes de coordination permis par la propriété publique sur la compagnie ne tient plus. Si l'objectif recherché est la maximisation de la valeur des actifs, il est possible que l'horizon temporel de la compagnie publique se resserre ou, dit autrement, que le taux d'actualisation sur lequel s'appuie sa politique de déplétion augmente. La privatisation partielle de la compagnie publique peut ainsi participer à redéfinir la configuration de la zone de conflit-coopération entre l'Etat et la compagnie publique. En revanche, cela ne porte *a priori* pas atteinte à la possibilité de maintenir une coordination par autorité.

Pour ce qui est du rôle de complément à la coordination par les contrats, la privatisation partielle de la compagnie publique peut avoir des résultats ambigus. D'une part, certains auteurs soulignent que cette privatisation partielle de la compagnie publique, c'est-à-dire une structure d'incitation qui vise la poursuite d'une stratégie de maximisation de la valeur des actifs, constitue une condition d'effectivité de l'un des rôles de complément à la coordination accordée au contrat. Il est ici fait référence au rôle de *benchmarking* par lequel la compagnie publique peut permettre à l'Etat de capter de l'information vis-à-vis des opérations des compagnies privées. En effet, l'effectivité de ce rôle de *benchmarking* est liée au fait que la compagnie publique évolue sur le même terrain de jeu que les compagnies privées. Mais, d'autre part, la privatisation partielle peut rendre plus aigu le problème du retournement de l'agent envers le principal. En effet, il ne peut être fait jachère de l'idée selon laquelle la structure incitative induite par l'ouverture partielle de la compagnie publique peut conduire cette dernière à aligner ses objectifs et ses intérêts avec ceux des compagnies privées.

3.3.2. Le cadre opérationnel et budgétaire au sein duquel évolue la compagnie pétrolière publique

En maintenant l'attention sur la relation entre l'Etat et la compagnie pétrolière publique, il est possible de mettre en évidence le deuxième point d'arbitrage qui se pose aux Etats définissant une structure de gouvernance hybride. Il s'agit du cadre opérationnel et fiscal au sein duquel évolue la compagnie publique. Toute la question est de savoir comment l'Etat est en mesure d'asseoir son rôle de propriétaire et de mettre en œuvre une coordination par autorité, tout en laissant à la compagnie publique une certaine autonomie opérationnelle et financière nécessaire à la mise en œuvre des plans d'exploration et de production dans un horizon temporel de long terme (Lahn *et al.*, 2009). Les travaux récents menés par la Banque mondiale, dans le cadre du Programme d'assistance pour la gestion du secteur énergétique (ESMAP), insistent sur cette dimension (ESMAP, 2007 ; Tordo *et al.*, 2011). Trois éléments sont identifiés afin de constituer la typologie du cadre opérationnel et budgétaire des compagnies pétrolières publiques.

Tout d'abord, il s'agit de ce que les auteurs de ces rapports appréhendent comme la *corporate governance* interne et externe des compagnies pétrolières publiques, à savoir l'ensemble des règles qui président au processus de prise de décision de ces compagnies (Tordo *et al.*, 2011 : 81-92). A cet égard, il semble que le degré d'autonomie opérationnel laissé à la compagnie publique dépende fondamentalement de la capacité de l'Etat à asseoir

son autorité de propriétaire par les mécanismes classiques de *corporate governance*, tels que les assemblées d'actionnaires ou le contrôle *ex ante* et *ex post* des décisions d'importance, plutôt que par une centralisation des procédures de prises de décision au niveau des différentes branches du pouvoir, le parlement ou le ministère.

Le deuxième point sur lequel insistent ces travaux tient au degré d'autonomie budgétaire accordé à la compagnie publique. La typologie réalisée par l'ESMAP distingue trois modèles budgétaires encadrant les compagnies pétrolières publiques (ESMAP, 2007 : 16-18). Le premier est constitué par le « *cadre intégré* ». Cela s'entend au sens où les compagnies pétrolières nationales évoluent dans un cadre réglementaire où elles ne disposent d'aucune autonomie financière. Le budget de la compagnie est directement intégré au sein du budget de l'Etat. Les autorités attribuent, généralement sur une base annuelle, des lignes de financement. En outre, l'ensemble des revenus est directement intégré au budget de l'Etat. Cette centralisation budgétaire s'accompagne généralement de la centralisation des procédures de prise de décision. Au sein de ce cadre intégré, il est facilement perceptible que le rôle de substitut à la coordination par les contrats attribué à la compagnie pétrolière publique est important. En effet, il n'est pas nécessaire pour l'Etat de définir un cadre fiscal approprié pour capter la rente pétrolière. En outre, la coordination par autorité *ex ante* se substitue totalement à l'orientation de la stratégie des compagnies publiques par le biais de clauses contractuelles relatives aux travaux d'exploration et au plan de développement. Les principaux exemples de cette configuration sont la compagnie pétrolière mexicaine, PEMEX, celles du Koweït et du Yémen. L'exemple de la compagnie pétrolière publique mexicaine est souvent mis en exergue afin d'illustrer les tensions susceptibles de se manifester au sein de ce cadre budgétaire et opérationnel. Principalement, PEMEX y est réduit à un rôle de support des finances publiques (Rousseau, 2007). Le manque d'autonomie et le manque de ressources a pu contraindre PEMEX dans la définition et la mise en œuvre de sa stratégie d'exploration-production.

A l'opposé, les compagnies pétrolières publiques peuvent évoluer au sein d'un cadre commercial. Cela s'entend au sens où elles disposent d'une autonomie financière importante. Elles sont traitées, sur le plan fiscal, de la même manière que les compagnies pétrolières privées. Elles réalisent un profit, s'acquittent de taxes et distribuent des dividendes. Cette autonomie financière s'accompagne généralement d'une autonomie opérationnelle. Les lieux de prise de décision pour ce qui est des plans d'investissement ainsi que des plans de

production est celui des bureaux de directeurs de la compagnie. Entre ces deux extrêmes, il y a un cadre opérationnel intermédiaire dans lequel les compagnies publiques bénéficient d'une autonomie relative concernant certains actes opérationnels, alors que d'autres aspects demeurent sous le contrôle du ministère ou du pouvoir législatif.

La préférence des auteurs va au cadre budgétaire commercial. Cela tient au fait que la correspondance entre le droit de contrôle et le droit aux revenus qui résulte de ce cadre commercial contribue à inciter les compagnies publiques à développer des stratégies centrées sur la recherche de la rentabilité. En outre, les programmes d'investissement dans l'exploration ou dans le développement ne sont pas dépendants des lignes de crédits accordés par les autorités. Mais, par là-même, ce cadre commercial amenuise le rôle de la compagnie publique en tant que substitut à la coordination par les contrats. Cela tient essentiellement au fait que l'Etat doit être en mesure de capter la rente par le biais de la mise en place de dispositions fiscales adéquates. Quant au rôle de complément au contrat, il en va de même que pour la privatisation partielle de la compagnie publique : un cadre budgétaire commercial peut renforcer les incitations des compagnies publiques à s'aligner sur les compagnies privées.

Ainsi, l'arbitrage principal, qui se pose lors du choix de mise en œuvre du cadre opérationnel et budgétaire de la compagnie publique, apparaît clairement. Un cadre opérationnel commercial tend à accroître les incitations à l'efficacité opérationnelle. Néanmoins, le contrôle de la compagnie devient moins aisé. Selon la terminologie de S. Tordo *et al.*, « *atteindre un équilibre entre la liberté entrepreneuriale de la compagnie pétrolière publique, d'un côté, et assurer un contrôle effectif de cette dernière, de l'autre, apparaît difficile* » (Tordo *et al.*, 2011 : 43).

Le troisième élément constitutif du cadre opérationnel au sein duquel évolue la compagnie publique est l'obligation faite à cette dernière de prendre en charge des « *missions nationales* ». Il convient de souligner que ces missions nationales sont souvent présentées comme une entrave pour assurer l'effectivité du rôle de *benchmarking* de la compagnie pétrolière publique. Selon C. Van der Linde, afin de permettre cette effectivité, les « *NOCs doivent fonctionner de la même manière que les compagnies privées. En d'autres termes, les compagnies pétrolières nationales ne doivent pas recevoir une assistance du gouvernement et ne doivent pas non plus être forcées de réaliser des activités non commerciales* » (Van der Linde, 2000 : 100). Dans le même ordre d'idée, le rapport de la Banque mondiale souligne

que « *l'attribution [à la compagnie publique] d'objectifs multiples va également à l'encontre d'une autre justification pour la mise en place de la NOC, à savoir qu'elle est susceptible d'assurer un rôle de benchmarking pour évaluer les performances des compagnies pétrolières privées* » (World Bank, 2009 : 29).

3.3.3. Le cadre concurrentiel définissant l'accès aux ressources en terre

Si les deux premiers éléments identifiés de la typologie de la grille de lecture hybride portent sur les relations entre l'Etat et la compagnie pétrolière publique, le dernier élément à prendre en considération porte sur la relation entre cette dernière et les compagnies privées. Il s'agit du cadre concurrentiel mise en œuvre afin d'encadrer l'accès aux ressources pour ces deux types de compagnies.

Parallèlement à la question de la privatisation partielle de la compagnie publique, l'introduction d'un certain degré de concurrence entre l'opérateur public et les compagnies privées est souvent présentée comme une configuration susceptible d'orienter les stratégies des compagnies publiques vers la recherche de l'efficacité opérationnelle. En outre, cette concurrence est à même de permettre une captation de l'information par les autorités grâce au mécanisme du *benchmarking*. Ce dernier peut apparaître utile du point de vue des autorités pour acquérir de l'information, tant sur les opérations des compagnies privées que sur celles de la compagnie pétrolière publique. Dans cette perspective, le maintien d'un certain niveau de concurrence entre les compagnies privées et la compagnie publique peut constituer un élément favorisant l'effectivité du rôle de complément à la coordination par les contrats joué par la compagnie publique. Néanmoins, il convient également de garder à l'esprit que les modalités définissant le cadre concurrentiel des opérations peuvent avoir un impact sur le rôle de substitut à la coordination par les contrats joué par cette dernière. A cet égard, plusieurs configurations peuvent être observées.

La première configuration consacre le monopole de la position d'opérateur de la compagnie publique au sein de l'ensemble des licences et/ou des contrats de production qui recouvrent la province pétrolière. Ce monopole attribué à la compagnie publique permet de garantir le rôle de substitut à la coordination par les contrats dans l'interaction entre le consortium et l'Etat. En particulier, ce monopole modifie la structure incitative encadrée au sein de l'échange des droits de propriété sur les ressources. Comparativement à une structure de gouvernance libérale, la transaction prend la forme d'un transfert, certes toujours partiel mais sécurisé, et s'étalant dans un horizon temporel de long terme. Les investissements dans

l'exploration ne fragilisent pas cette dernière vis-à-vis du comportement opportuniste *ex post* de la part de l'Etat, son droit d'accès n'est pas susceptible d'être remis en question. Dans cette perspective, l'échange des droits de propriété sur les ressources entre l'Etat et l'opérateur tend à élargir l'horizon temporel de ce dernier et peut contribuer ainsi à renforcer les convergences d'intérêt induites par les incitations spontanées liées à l'échange des droits de propriété. L'importance du rôle de substitut à la coordination par les contrats tient également à la coordination par autorité permise par le positionnement en tant qu'opérateur de la compagnie publique. Cela favorise la coordination par autorité pour l'Etat qui peut imposer ses préférences en termes d'exploration et de taux de déplétion des ressources.

La deuxième configuration susceptible d'être envisagée installe un droit de participation obligatoire pour la compagnie pétrolière publique. Dans la plupart des cas, cette participation obligatoire est « *portée* » par les compagnies privées durant la phase d'exploration, plus rarement lors de la phase de développement. Cela s'entend au sens où les compagnies privées supportent seules les risques, financiers et géologiques, inhérents à la phase d'exploration. Cette configuration tend à atténuer le rôle de substitut au contrat attribué à la compagnie publique. La possibilité de définir une coordination par autorité peut apparaître plus délicate pour l'Etat, dès lors que la compagnie publique n'est pas positionnée en tant qu'opérateur.

La troisième et dernière configuration définit une procédure concurrentielle d'attribution des licences et des APP. La compagnie pétrolière nationale ne bénéficie d'aucun traitement préférentiel pour accéder aux ressources. A l'évidence, le rôle de substitut au contrat de la compagnie publique est nul dès lors que la compagnie publique n'est pas intégrée au sein du consortium. Quant au rôle de complément, il demeure la possibilité pour les autorités d'attribuer un rôle de *benchmarking* à la compagnie publique. La comparaison des niveaux de rentabilité des projets menés par la compagnie publique avec ceux opérés par les compagnies privées peut permettre à l'Etat de ménager une certaine flexibilité au sein du cadre fiscal.

CONCLUSION

L'objet de ce premier chapitre était de présenter une grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière : cet outil permettra de mieux comprendre l'évolution du cadre organisationnel et institutionnel de l'industrie pétrolière russe depuis le début du processus de transition. Pour ce faire, le cadre méthodologique et conceptuel de la NEI a été mobilisé. L'attention s'est donc portée sur la transaction, l'identification des problèmes de coordination résultant de cette dernière, et sur les différentes manières dont les structures de gouvernance interagissent avec ces problèmes de coordination. Si cinq structures de gouvernance génériques peuvent être identifiées, l'étude a principalement présenté l'analyse comparative d'une structure de gouvernance libérale avec une structure de gouvernance hybride.

Une structure de gouvernance libérale articule des droits de propriété publics sur les ressources et des droits de propriété privés sur les actifs. La transaction se caractérise par un transfert incomplet, temporaire et potentiellement non sécurisé des ressources en terre aux compagnies privées. Les forces incitatives qui s'exercent sur les compagnies privées tendent alors à établir la zone de conflit-coopération entre l'Etat et les compagnies privées autour de trois pôles : le taux d'exploration, le taux de déplétion ainsi que la captation de la rente pétrolière par l'Etat. Une analyse comparative des principales dispositions contractuelles, dans leurs capacités intrinsèques à surmonter ces problèmes de coordination, permet de mettre en lumière un certain nombre d'arbitrages. Il est possible d'en saisir la portée quand on a présent à l'esprit que les dispositions contractuelles, par lesquelles un Etat peut jouer *ex ante* sur les incitations des compagnies privées, tendent à accentuer les problèmes de coordination *ex post* au contrat : d'une part, les coûts de contrôle qui incombent à l'Etat pour se protéger contre des comportements potentiellement opportunistes de la part des compagnies et, d'autre part, les coûts induits par la nécessité d'adapter les termes contractuels encadrant la relation afin de répondre à l'incertitude innocente.

Quant à une structure de gouvernance hybride, elle articule des droits de propriété publics sur les ressources et des droits de propriété mixtes sur les actifs. Le caractère invariant de cette structure de gouvernance tient au fait que la compagnie publique assure un rôle de complément et de substitut à la coordination par les contrats. Par l'identification des vecteurs par lesquels ces mécanismes peuvent jouer, ainsi que par la mise en évidence des problèmes de coordination propres à la compagnie publique, la grille de lecture des structures de gouvernance hybride a pu être affinée. Trois éléments pertinents, trois points fixes de

référence peuvent être identifiés. Le premier tient à l'ouverture du capital de la compagnie publique à des investisseurs privés. Le deuxième concerne le cadre opérationnel et budgétaire au sein duquel évolue la compagnie pétrolière publique. Enfin, le troisième élément pertinent a trait au cadre concurrentiel organisant la relation entre la compagnie publique et les compagnies privées pour accéder aux ressources.

CHAPITRE 2

La mise en place de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie

INTRODUCTION

L'objectif principal de ce chapitre est de présenter les réformes de l'industrie pétrolière mises en place en Russie lors des premières années du processus de transition. Au regard de la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière présentée dans le premier chapitre de ce travail, il est possible de caractériser ces réformes comme la mise en œuvre d'une structure de gouvernance libérale pour encadrer les opérations de l'amont pétrolier.

Trois éléments principaux président aux réformes de l'industrie pétrolière. Le premier tient à la réorganisation des actifs pétroliers. Sur la base des anciennes associations de production soviétiques, il s'est agi de définir, sur le modèle des compagnies pétrolières internationales, différents groupes pétroliers verticalement intégrés. Le deuxième élément saillant réside dans le transfert de la propriété de ces nouveaux groupes à un actionnariat privé. En effet, les actifs pétroliers, entre autres, font l'objet du programme de privatisation de masse décidé par les réformateurs durant les années 1992-1993. Ce processus de privatisation se poursuit de 1995 à 1997 par le transfert des actions, demeurées jusqu'alors propriétés de l'Etat, aux banques russes. La propriété des principaux groupes pétroliers russes se concentre alors entre mains de ceux qu'il a été rapidement convenu d'appeler les oligarques. Enfin, le troisième élément est celui de la redéfinition du mode de coordination principal par lequel l'Etat régule cette industrie, et qui doit lui permettre d'assurer l'effectivité des droits de propriété publics sur les ressources en terre. Sur ce point, le changement porte sur le passage d'un mode de coordination par la planification centralisée à un mode de coordination par le biais des contrats. En particulier, le programme de privatisation s'accompagne de l'adoption d'une loi sur les licences, d'une loi sur les accords de partage de la production (APP), et de la définition d'un régime fiscal spécifique s'appliquant aux opérations de l'amont pétrolier.

La présentation de ces réformes, qui ont présidé à la mise en œuvre de la structure de gouvernance pétrolière libérale, doit bien sûr être replacée dans le contexte du processus de transition engagé par la Russie. Comme le souligne B. Chavance, la notion de « transition » est tout à la fois « *indispensable et ambiguë* » (Chavance, 1994 : 155). Indispensable, dans la mesure où il convient nécessairement d'utiliser d'un terme qui puisse rendre compte de cette « *mutation systémique* » (Andreff, 2003 : 12). Ambiguë néanmoins, car la notion de transition véhicule aussi l'idée que ce changement systémique doit permettre de passer d'un point d'équilibre de départ stable à un point d'arrivée défini et connu par avance. Ceci constitue la vision finaliste ou téléologique de la transition (Andreff, 1993 : 11). Afin d'éviter de biais,

certaines auteurs ont substitué au terme de transition celui de transformation pour souligner que la voie et l'issue des réformes étaient ouvertes et incertaines (Dobry, 2000).

Le débat est loin de n'être que sémantique. En effet, il cristallise les points de divergence entre les deux principaux courants qui vont alimenter ce débat sur les questions relatives à la substance et au rythme des réformes susceptibles d'être engagées au début du processus de transition¹ : d'une part, il y a les partisans de la thérapie de choc et de la priorité temporelle accordée au triptyque libéralisation, stabilisation et privatisation du consensus de Washington, dont la vision va prévaloir au début des années 1990. Comme le souligne W. Andreff, pour les tenants de la thérapie de choc, de la vision finaliste de la transition, « *le point d'aboutissement souhaitable de l'évolution économique était défini et connu par avance* ». Dans cette perspective, l'analyse ne se préoccupait pas « *de savoir si les contraintes existantes au point de départ rendaient cette solution possible* » (Andreff, 1993 : 11). Cette perception participe de l'universalisme caractéristique du consensus de Washington (Gay, 2007 ; Dutraive, 2009). Cela s'entend au sens où les mesures de libéralisation, de stabilisation et de privatisation peuvent être définies quel que soit le contexte au sein duquel elles sont mises en œuvre. A titre d'exemple, A. Åslund et R. Layard soulignent en 1993 que « *les universitaires peuvent être particulièrement utiles lorsqu'un pays s'apprête à changer de direction, lorsque son expérience passée est d'une pertinence limitée pour son chemin futur* » (Åslund et Layard, 1993 : viii).

D'autre part, il y a ceux qui s'appuient sur un cadre théorique « *institutionnaliste-évolutionniste* » (Roland, 2000 : 328). Selon eux, la transition constitue un processus de changement institutionnel systémique (Kornai, 2002). L'enjeu est de voir se créer une nouvelle cohérence entre quatre domaines principaux : celui des droits de propriété, celui des modes principaux de coordination entre individus décentralisés, sur le plan des modes de régulation prédominants de la part de l'Etat et enfin dans le domaine des modes de comportement des acteurs. Durant ce processus, il pourra notamment être observé la perdurance de modes de comportements hérités du passé (Murrel, 1991) ou des phénomènes de blocage et d'irréversibilité de trajectoire. Dans cette perspective, la compréhension du contexte préexistant aux réformes est nécessaire².

¹ Sur ces deux visions de la transition, voir Roland (2000 : 328-334), Chavance (1994 :13), Andreff (1993 : 11-12), Vercueil (2003).

² R. Kozul-Wright et P. Rayment soulignent ainsi qu'il convient de s'inscrire en faux vis-à-vis de la « *vue conventionnelle de la transition, particulièrement son hypothèse que les politiques pourraient être mises en*

Rétrospectivement, les effets « inattendus » (Roland, 2000, xx) des réformes, tels que les comportements singuliers de gestion des actifs de la part des nouveaux détenteurs des droits de propriété qui seront mis en évidence dans le prochain chapitre, donneront du crédit à l'approche « évolutionniste-institutionnaliste ». Dans cette perspective, il nous semble utile de débiter l'analyse en cernant les traits principaux de l'industrie pétrolière soviétique : l'organisation hiérarchique de cette dernière, ainsi que les modes de coordination et de régulation principaux qui ont présidé à son fonctionnement. Ces derniers ont été la source d'une gestion particulière des ressources en terre, caractérisée par la prégnance des objectifs de court terme et non dénués d'une certaine inefficacité³ (Section 1).

Les réformes mises en place afin d'engager le processus de transition accordent la priorité temporelle à la privatisation. Selon les réformateurs, et les conseillers occidentaux qui les ont conseillés, se fondant sur la théorie moderne des droits de propriété ainsi que la littérature normative de la *corporate governance*, la privatisation doit permettre de modifier en profondeur le comportement des acteurs. La privatisation vise à « libérer » les incitations spontanées permises par la propriété privée. En outre, la « dépolitisation » des stratégies des compagnies, recherchée par la privatisation, doit permettre de définir un nouveau mode de régulation de la part de l'Etat. Concernant la mise en œuvre de ce processus, il convient de distinguer deux phases dans le mouvement de transfert de la propriété des actifs pétroliers vers l'actionnariat privé. La première phase correspond à la privatisation de masse qui est initiée dès la fin de l'année 1992. La seconde phase court de 1995 à 1997. Elle est marquée par le programme *loans for shares* [prêts contre actions] qui donnera aux oligarques la possibilité de concentrer en leurs mains la propriété des compagnies pétrolières. Ce changement de propriété s'accompagne de la définition de lois supposées encadrer un nouveau mode de coordination fondé sur les contrats et la fiscalité (Section 2).

œuvre dans les économies en transition sans se soucier du cadre institutionnel préexistant » (Kozul-Wright et Rayment, 1997 : 642).

³ Comme cela a été mis en évidence dans le premier chapitre, la question de l'efficacité de la gestion d'une ressource non renouvelable recouvre deux aspects, à bien des égards liés, mais distincts. Le premier réside dans le fait que l'efficacité d'une gestion de la ressource en terre ne peut être appréhendée qu'en référence à l'horizon temporel au sein duquel les opérateurs s'inscrivent. Le second aspect tient à la mise en place des « meilleures techniques d'extraction » possibles qui permettent la maximisation du taux de récupération des gisements. C'est cette seconde dimension qui permettra d'avancer l'idée de l'inefficacité de la gestion de la ressource en terre sous la période soviétique.

SECTION 1. LE CADRE ORGANISATIONNEL ET INSTITUTIONNEL DE L'INDUSTRIE PETROLIERE SOVIETIQUE

Au sein des travaux académiques, la nature du système économique de type soviétique était et demeure source de débats afin de rendre compte de manière ordonnée de ses caractéristiques saillantes. Néanmoins, à la suite des travaux de J. Kornaï (1992 et 2000), peu d'auteurs s'opposent à voir dans la notion de pénurie le cœur du système de l'économie soviétique, à la fois cause et effet des comportements des individus placés au centre d'une organisation hiérarchique de l'économie (1.1), d'une structure particulière des droits de propriété (1.2) et d'un mode de coordination par planification (1.3). Pour ce qui est de l'industrie pétrolière, ce cadre organisationnel et institutionnel a conduit à une gestion particulière des ressources en terre (1.4).

1.1. L'organisation administrative et hiérarchisée de l'industrie pétrolière soviétique

L'organisation de l'industrie pétrolière soviétique se présente comme un système hiérarchisé. Un mouvement continu de réformes entraîne une révision continue des organisations, de leur statut et de leur place au sein de la structure hiérarchique. Une analyse détaillée de cette évolution est ici hors de propos et la présentation ne peut être que très simplificatrice⁴. De manière schématique, trois types d'acteurs, qui se différencient selon leur place au sein de cette structure hiérarchique, peuvent être identifiés⁵. Au premier échelon se trouvent les organes de planification centraux, le Comité d'Etat à la planification économique de l'URSS (Gosplan)⁶ auquel incombe la responsabilité globale de la planification, qu'il doit

⁴ Dès 1968, R. Campbell émet le constat que les organes de la hiérarchie administrative soviétique impliqués dans la coordination de l'industrie pétrolière sont engagés dans un « *processus sans fin de création de nouveaux organes, d'abolition d'anciens et de redéfinition de leurs responsabilités* » (Campbell, 1968 : 28). Cette tendance s'accroît à la suite de la réorientation des activités pétrolières vers la Sibérie occidentale. En effet, cet élargissement de l'espace géographique des opérations a nécessité un accroissement du nombre des unités organisationnelles et a rendu leur contrôle plus délicat pour les organes centraux. D'un point de vue qui dépasse la seule industrie pétrolière, il est possible de suivre M. Lewin selon qui « *l'histoire des institutions de l'Etat et du parti abonde en structuration et restructuration* » qui traduit « *un bricolage permanent, une forme de « névrose bureaucratique » dont le système ne se guérit qu'en attrapant une autre maladie* ». Cette « *névrose bureaucratique* » (Lewin, 2003 : 429) permet de toucher l'un des dilemmes importants du système d'organisation hiérarchique. La volonté d'accroître la responsabilité des organes administratifs situés au plus près des opérations entraînait une période de décentralisation des autorités décisionnelles à laquelle succédait de manière quasi invariable une période de reprise de contrôle de la part du centre face aux difficultés rencontrées, en termes informationnels notamment, afin d'en assurer le contrôle.

⁵ Pour une présentation générale de la structure hiérarchique, voir Joskow *et al.* (1994 : 306-311).

⁶ A l'image de l'ensemble des agences constitutives de l'organisation hiérarchique centralisée du système soviétique, le Gosplan est lui-même subdivisé en différents départements en charge de la planification des différents secteurs économiques.

définir en fonction des directives des organes dirigeants du Parti. Il constitue ainsi un organe de commande opérationnel au niveau central.

Le second type d'organes constitutifs du système hiérarchisé de l'industrie soviétique est constitué par les organes de branche. À cet égard, les ministères sont les acteurs les plus importants⁷. Ils constituent le maillon intermédiaire principal entre les organes centraux en charge de la définition du plan et les acteurs en charge de sa mise en application. C'est sans doute à ce niveau hiérarchique que la fluctuation des acteurs et de leur statut a été la plus importante. On évalue à dix-sept le nombre de ministères impliqués dans le secteur énergétique. Deux ministères principaux sont importants à considérer pour concernant l'industrie pétrolière soviétique : le ministère de l'industrie pétrolière et le ministère de la géologie. Le premier est s'occupe du développement et de la production de pétrole. Il gère également une partie des travaux d'exploration, principalement au sein des provinces déjà en production. Le second est spécifiquement en charge des travaux préliminaires pour l'exploration d'une nouvelle zone géographique (études sismiques et géophysiques) ainsi que des forages d'exploration.

Enfin, au dernier échelon de ce système hiérarchique se trouvent les associations de production et d'exploration qui répondent aux objectifs définis par leur ministère de tutelle. Là sont regroupées des unités techniques de production qui explorent et extraient le pétrole à l'intérieur d'une zone géographique régionale ou un bassin d'hydrocarbures. Un premier constat s'impose. Les associations de production ne constituent qu'un échelon supplémentaire dans le système hiérarchique du mode d'organisation de l'économie soviétique. Au sein de ces associations de production, de ces « entreprises », la direction est assurée par un directeur unique, nommé par l'autorité administrative de branche, et qui est responsable devant cette seule hiérarchie.

1.2. La structure des droits de propriété

Dans son analyse systémique de l'économie soviétique, J. Kornai insiste bien sûr, pour en expliquer son fonctionnement, sur la propriété publique des actifs (Kornai, 2000 : 29). Une attention portée sur la répartition des paquets de droits de propriété répartis dans cette

⁷ Cette importance tient à ce que les ministères de branches ont tout à la fois un rôle déterminant dans les négociations pour la détermination du plan et un intérêt dans sa réalisation effective par les associations de production et les unités techniques de production qui leur sont subordonnées. Ils sont ainsi un nœud hiérarchique dont les décisions relatives à la répartition des inputs entre les différentes associations de production ont souvent été d'une portée plus significative pour l'orientation générale de l'industrie pétrolière que les lignes directrices définies par les organes centraux. Voir Roland (2000 : 24).

organisation hiérarchique conduit à repérer certains éléments participant à définir la structure de contrôle et d'incitation particulière qui s'exerce sur les acteurs, aux différents échelons de la hiérarchie. A cet égard, une forte atténuation des droits de propriété peut être mise en évidence.

Cette atténuation est mise en avant selon deux angles d'attaque qui sont liés. Ils rejoignent ceux que l'analyse a abordés dans le chapitre précédent, lors de la discussion concernant le fait que la propriété publique induit des contraintes particulières pour le contrôle des dirigeants des compagnies publiques. D'une part, il s'agit de la dépersonnalisation de la propriété, de la dilution des droits aux revenus résiduels. D'autre part, c'est le problème de la séparation entre ces droits de revenus résiduels et les droits de contrôle sur lequel se développe la littérature ayant trait à la *corporate governance*.

Selon J. Kornai, ces deux éléments sont poussés jusqu'à « *leurs limites absolues* » (Kornai, 1992 : 74) dans le système économique soviétique. Il explicite ce point dans une perspective comparative entre une firme évoluant dans un environnement capitaliste et une « firme » évoluant au sein de la hiérarchie soviétique : « *Quel que soit le nombre d'échelons bureaucratiques internes à la firme capitaliste, cette dernière est en dernier ressort chapeautée par un propriétaire individuel ou collectif et non par un autre chef bureaucratique. Au niveau le plus élevé, il se fait clairement sentir que le directeur général est responsable devant les propriétaires ; ce qu'il fait affecte, en bien ou en mal, le portefeuille des propriétaires (...)* En revanche, au sein de la bureaucratie socialiste, chaque bureaucrate a au-dessus de lui un autre bureaucrate et il n'existe pas de vrais propriétaires dont le portefeuille est affecté par les bonnes ou mauvaises performances. Quant au leader ultime, sa motivation est clairement politique, elle ne peut être celle d'un propriétaire » (Kornai, 1992 : 124).

Ainsi la dilution importante des droits, tout au long de la hiérarchie bureaucratique, peut être soulignée. La conséquence analytique qui est usuellement mise en évidence tient à l'absence d'incitations spontanées pour l'utilisation efficace des actifs, pour la prise en compte de considérations relatives à la rentabilité ou à la profitabilité des opérations. Cela vaut d'abord pour les détenteurs des droits de contrôle, c'est-à-dire pour les directeurs des associations de production. Dans la mesure où les bénéfices éventuels sont directement redirigés vers les caisses de l'Etat, il est possible de considérer qu'aucune incitation visant l'efficacité opérationnelle ne joue au niveau des dirigeants des firmes soviétiques ou, plus généralement à la maximisation de la valeur des actifs dans un horizon temporel de long

terme. A travers son analyse en termes de « *contrainte budgétaire molle* », J. Kornaï souligne que le processus centralisé d'attribution budgétaire et des inputs renforce cette absence d'incitation spontanée au niveau des directeurs (Kornaï, 1992 : 140-145). La mollesse de la contrainte budgétaire recouvre le fait que les associations de production évoluent dans un environnement au sein duquel elles seront assurées de recevoir les financements nécessaires de la part du centre. Le risque de faillite est nul et, par voie de conséquence, les exigences de rentabilité moyenne des capitaux, ainsi que les objectifs de profitabilité, n'entrent que peu en considération dans la prise de décision des directeurs.

Cette constatation relative à l'absence d'incitations spontanées vaut également pour ceux qui sont situés à un niveau hiérarchique supérieur, que ce soit les ministères ou les organes centraux de planification. Peu d'incitations s'exercent sur ces derniers pour qu'ils contrôlent les opérations des directeurs selon des indicateurs de la rentabilité ou de profitabilité des opérations. Cela renforce bien sûr la tendance au désintérêt de la part des dirigeants pour gérer les actifs dans ce sens. Au final, il est possible de suivre J. Sapir lorsqu'il souligne que « *soumis à une appréciation sur la base de critères nécessairement subjectifs, et dépourvu de tout intérêt pour ce qu'il adviendra de l'entreprise après son départ, le directeur gestionnaire va, de manière cohérente, chercher à maximiser les résultats qui lui semblent correspondre au plus près de critères d'appréciation, dans une logique de choix systématique du présent contre le futur* » (Sapir, 1990 : 51). En outre, il apparaît assez clairement que la problématique de la séparation du droit de contrôle, revenant aux directeurs des entreprises, d'une part, et des droits de propriété, de l'autre, se pose nécessairement de manière particulière au sein du système soviétique. En effet, en l'absence des incitations induites par les droits de propriété, au travers de quel prisme le système de contrôle et d'incitations des différents acteurs se structure-t-il ? Sur quels critères d'appréciation les directeurs fondent-ils leurs comportements ?

Cette question est le prolongement de l'idée émise par certains auteurs selon laquelle il est abusif d'évoquer l'effectivité d'une quelconque institution de propriété, même publique, dans le système soviétique. A titre d'exemple, G. Bensimon souligne que la dépersonnalisation de la propriété est telle qu'il est possible de considérer que l'institution de la propriété, en tant que droits d'usage et de revenus exclusifs et socialement protégés, a disparu au sein de certaines branches de l'économie soviétique (Bensimon, 2010 : 5-6). La question est alors posée de savoir ce qui se substitue à cette institution des droits de propriété qui permet de réduire l'incertitude endogène au sein de l'économie soviétique, et qui structure

le système de contrôle et d'incitation des différents acteurs. A cet égard, il convient de porter l'attention sur les principaux modes de coordination qui prévalent au sein de l'économie soviétique.

1.3. Les modes de coordination par planification et par marchandage

La planification constitue le mode de coordination principal au sein de l'industrie pétrolière soviétique. Défini dans les grandes lignes au niveau du Gosplan, selon les directives des organes centraux, le plan constitue l'impératif à réaliser pour les échelons inférieurs de la hiérarchie. C'est donc en fonction des objectifs de production qui leur sont assignés dans les plans quinquennaux, et surtout annuels, que les directeurs des entreprises soviétiques définissent principalement leurs comportements⁸. C'est le respect de ces objectifs qui constitue les critères d'appréciation à l'aune desquels les performances des directeurs sont évaluées par les supérieurs hiérarchiques et dont dépend, par voie de conséquence, les bonus et les pénalités attribués à ces directeurs. Pour ce qui est des associations de production subordonnées au ministère de l'industrie pétrolière, les objectifs correspondent à un niveau imposé de production. Quant aux associations d'exploration, leurs objectifs sont définis en termes de nombre de mètres ou de puits forés, ainsi qu'en termes de quantité de réserves prouvées (Goldman, 2008 : 41-42).

Plusieurs éléments caractéristiques concernant la manière dont les plans sont négociés, ainsi que leur mise en œuvre par les différents acteurs, peuvent être soulignés. La première caractéristique tient au fait que les plans constituent le résultat d'un processus de marchandage vertical entre les différents niveaux de la hiérarchie. La seconde caractéristique, et la plus notoire, tient bien sûr à l'échec de cette coordination au regard des déséquilibres toujours observés entre les objectifs et les réalisations. Ces résultats témoignent de l'impossibilité d'assurer, a priori, une coordination totale des décisions par le biais du plan. Il convient ainsi de se garder d'une vision de l'organisation de l'économie soviétique fondée sur l'image d'une entreprise géante dans laquelle les organes centraux détiendraient un contrôle absolu. Cette impossibilité d'assurer une centralisation de la décision a priori laisse aux acteurs des différents échelons administratifs des marges de manœuvre conséquentes durant les phases de définition et de mise en œuvre de ces plans de production (Sapir, 1995). Dans

⁸ Les plans n'étaient pas exempts d'indicateurs ayant trait à des considérations financières. Néanmoins, les objectifs de rentabilité des investissements et de profitabilité des actifs au sein du système de coordination soviétique étaient clairement subsidiaires et subordonnés aux objectifs quantitatifs. Ces derniers constituaient donc les variables clés présidant au comportement des différents organes hiérarchiques.

cette perspective, le respect des plans, qui constitue *in fine* l'objectif principal auquel s'efforcent de répondre les directeurs d'entreprise, combiné avec cette impossibilité d'une centralisation des décisions et d'un contrôle effectif de la part du centre, va concourir à façonner plusieurs types de comportement de la part des directeurs.

Ces comportements sont de trois ordres⁹. Le premier tient à la demande insatiable d'inputs qui est adressée par les directeurs des associations à leurs supérieurs hiérarchiques. Par là, il s'agit pour les directeurs de répondre à l'incertitude principale à laquelle ils sont confrontés. Comparativement à une compagnie opérant dans un environnement capitaliste, cette incertitude ne tient pas à la contrainte de validation de leurs productions par la demande. Du point de vue des directeurs, la source d'incertitude se situe en amont du processus de production. Elle porte sur leur capacité à obtenir de la part de leurs supérieurs hiérarchiques les dotations budgétaires ainsi que les inputs nécessaires afin d'atteindre les objectifs définis dans le plan. La contrainte budgétaire molle au sein de laquelle les directeurs évoluent participe également à façonner cette incitation à la maximisation de la demande d'inputs. On perçoit facilement que ce comportement est à la fois la cause et l'effet de la pénurie qui caractérise l'économie soviétique.

Le deuxième type de comportement de la part des directeurs des associations de production et d'exploration consiste à fournir à leur ministère de tutelle des informations qui minimisent leur capacité effective de production : ce faisant, c'est l'attribution d'objectifs qu'ils sont en mesure de réaliser qui est ainsi visée. Enfin, le dernier comportement caractéristique des directeurs est relatif au recours à ce qu'il a été convenu d'appeler l'économie secondaire, ou l'économie parallèle, c'est-à-dire l'ensemble des transactions qui se réalisent hors du schéma légal constitué par le plan. Ces dernières se fondent principalement sur les relations personnelles nouées entre les directeurs, que ce soit vis-à-vis de leurs supérieurs, pour se voir attribuer des inputs qui ne sont pas inscrits dans le plan, ou vis-à-vis des directeurs d'autres entreprises. Une nouvelle fois, la rationalité de telles pratiques demeure celle de la réalisation des plans de production (Chavance, 1994 : 74). Il apparaît nécessaire du point de vue des directeurs de se prémunir contre l'incertitude relative au niveau effectif d'inputs qui leur sera attribué (Berliner, 1952 : 357). Pour reprendre la terminologie de J. Sapir, cela installe le système de l'économie soviétique dans un équilibre

⁹ Sur ces points, voir notamment l'analyse de Berliner (1952 : 349-350), Chavance (1994 : 60-61) et Nygaard (2003 : 113-119).

précaire entre un système explicite (le plan) et un système sous-jacent (l'économie secondaire) [Sapir, 1990 : 71].

Il est facile de saisir en quoi ces informations et ces actions cachées ont participé à saper toute possibilité de cohérence des plans. En outre, ces problèmes informationnels sont rendus plus aigus en raison du « *départementalisme* » des opérations qui est induit par la structure hiérarchique et bureaucratique de l'industrie soviétique. Les associations d'exploration répondant aux objectifs définis par le ministère de la géologie avaient tendance à maximiser le niveau des réserves prouvées. Inversement, les associations de production qui répondaient aux objectifs quantitatifs de production étaient incitées à sous-estimer le montant des réserves exploitables afin de se voir attribuer des objectifs de production relativement faibles.

Cela renvoie au fait que les associations de production répondant aux objectifs du ministère de l'industrie pétrolière n'étaient que peu incitées à définir des investissements permettant l'exploration de nouvelles provinces, de nouveaux gisements. Dans la mesure où elles étaient évaluées en fonction d'objectifs quantitatifs de production, elles focalisaient leurs efforts d'exploration au sein des champs déjà en production, d'une part, et sur les réserves les plus facilement exploitables, d'autre part. Dans cette perspective, leurs relations avec le ministère de la géologie, dont l'objectif était d'assurer un taux de renouvellement adéquat des réserves, ont souvent été très conflictuelles (Campbell, 1968 : 33-36 ; Nygaard, 2003 : 101).

A ces stratégies de rétention de l'information qui s'observent à tous les niveaux de la hiérarchie, les organes centraux de planification tendent à apporter un certain nombre de réponses. La première réside dans ce qu'il est convenu d'appréhender sous le terme de *ratchet effect*. Ce dernier constitue le fondement sur lequel s'appuie la logique des plans dits tendus. Il s'agit essentiellement de définir des objectifs toujours à la hausse, non seulement par rapport aux résultats des plans précédents, mais également par rapport à ceux susceptibles d'être définis au regard des informations qui sont transmises par les ministères (Kornai, 1992 : 121-123). Mais il est clair que ce comportement tend à accentuer les comportements de rétention de l'information, en termes de capacités de production et de besoins d'inputs, de la part des acteurs situés à un niveau hiérarchique inférieur.

Le deuxième remède apporté par les organes centraux tient à la fragmentation progressive du plan. Cette fragmentation prend deux formes principales. C'est d'abord la régulation par priorité, c'est-à-dire la définition et redéfinition périodique de branches considérées comme prioritaires, auxquelles sont alors attribués des montants importants de

capitaux et d'inputs. Cette gestion par priorité vise à remédier aux désajustements réguliers observés entre l'offre et la demande. En outre, ces redéfinitions de priorités sont le fruit des orientations de la politique économique de la part des organes centraux¹⁰. Une nouvelle fois, ce remède participe à accentuer l'incertitude sur les inputs à laquelle sont confrontés les directeurs. Il tend ainsi à renforcer les stratégies des comportements par lesquels les directeurs tentent de se prémunir contre cette dernière. La deuxième forme de fragmentation de plan tient à la juxtaposition de la planification stratégique – définie au sein des plans quinquennaux – avec la planification d'ajustement – reposant essentiellement sur les plans annuels. Cette dernière apparaît nécessaire afin de répondre aux décalages récurrents entre l'offre et le besoin de certains produits. Cette fragmentation concourt alors à la diminution de l'horizon temporel au sein duquel prennent place les stratégies des acteurs lors des négociations et des mises en œuvre des plans.

Enfin, le dernier moyen utilisé par les organes centraux réside dans la régulation par la menace et l'arbitraire qui apparaît comme un élément constitutif du processus de marchandage qui préside à la définition et la mise en place des plans (Sapir, 1990 : 67-72). La capacité de contrôle, de la part du centre, des actions des directeurs est chimérique. A cet égard, l'absence de critères objectifs, à l'aune desquels les échelons supérieurs sont en mesure d'évaluer les performances des directeurs, est un problème patent. En effet, les objectifs de production qui sont attribués aux directeurs au sein du plan, ainsi que le niveau des inputs et des dotations budgétaires qui leur reviennent, sont le fruit de marchandages constants entre ces derniers et leurs supérieurs hiérarchiques. Le contrôle par les organes centraux sur les dirigeants s'apparente alors à une gageure puisque le niveau de production, voire celui des bénéfices, ne constitue pas une indication fiable de leur plus ou moins grande efficacité dans l'utilisation des inputs, mais simplement la manifestation de la capacité des dirigeants à obtenir les faveurs de leurs supérieurs hiérarchiques. Aucun outil de contrôle objectif ne s'offre aux organes planificateurs afin d'évaluer les performances des dirigeants. Cette impérialité de contrôle est renforcée par le dilemme auquel le centre est confronté vis-à-vis de

¹⁰ G. Bensimon et C. Locatelli soulignent ainsi que « *L'existence de priorités (...) est inhérente au système de planification. En effet, dès lors que l'Etat (...) dirige la production et fixe les objectifs de production, il est conduit à guider la répartition des ressources productives entre les firmes de telle sorte que les objectifs qu'il considère comme devant être absolument être atteints, quelles qu'en soient les raisons, soient réalisés* » (Cités dans Locatelli, 1998 : 25-26). Notons avec M. Lewin que le premier plan quinquennal [1928-1932] qui lance l'industrialisation forcée de l'URSS constitue l'exemple le plus poussé de cette politique de la « *démessure* » : « *Toute l'offensive étant par définition déséquilibrée en raison même du caractère extrême de ses priorités, accordées à l'accumulation sur la consommation, aux industries lourdes sur les industries légères, à l'industrie en général sur l'agriculture et aux activités de surveillance bureaucratique sur toute autre initiative sociale ou action autonome, le pays s'installa dans une espèce de crise permanente* » Lewin (1985 : 41).

l'économie parallèle. Du point de vue du centre, le développement du système sous-jacent apparaît comme une nécessité afin de préserver le fonctionnement du système explicite constitué par la planification centrale. Mais ce système sous-jacent participe à la déstructuration croissante du système explicite. Dans cette perspective, du point de vue du centre, il peut apparaître nécessaire de « *faire sentir le poids de la menace* » (Sapir, 1990 : 72) de manière régulière sur les directeurs afin de maintenir cette tension dans un équilibre acceptable. Mais la principale conséquence tient une nouvelle fois dans la réduction de l'horizon temporel au sein duquel s'inscrivent les directeurs. Il faut donc mettre l'accent sur le fait que les modes de coordination par planification et par marchandage qui se substituent à l'institution de la propriété induisent un « *affaiblissement absolu de la possession [où] tout ce qui n'est pas autorisé est interdit* » (Bensimon, 2010 : 9).

1.4. La gestion des ressources pétrolières dans le cadre du système soviétique

Le caractère particulier de la structure de propriété et des modes de coordination adossés à l'organisation hiérarchique de l'industrie pétrolière soviétique va induire une gestion extensive des ressources pétrolières où les objectifs de court terme vont prévaloir sur une gestion équilibrée des réserves en terre. La gestion par priorité, la focalisation sur les objectifs quantitatifs fixés impérativement dans les plans annuels, l'horizon temporel de court terme dans lequel s'inscrivent les directeurs, constituent autant d'éléments expliquant cet état de fait.

Selon T. Gustafson, il est possible de considérer que l'industrie pétrolière soviétique se trouve en crise à partir du milieu des années 1970 (Gustafson, 1989 : 63-99). Les causes de cette crise ne sont pas à chercher dans un problème de disponibilité des ressources. En effet, la province pétrolière soviétique, et cette constatation vaut également pour la Russie actuelle, se caractérise par un niveau, semble-t-il relativement important, des ressources non découvertes. En outre, cette crise ne tient pas, si ce n'est pour l'année 1985, à une tendance à la baisse de la production pétrolière (*cf.* Tableau 2.1). L'évolution de la production tend à montrer que les objectifs quantitatifs d'augmentation de la production ont, en règle générale, été atteints par l'industrie pétrolière soviétique jusqu'en 1988. Il est néanmoins possible d'évoquer un contexte de crise en raison des risques aigus de baisse abrupte de la production auxquels ont dû faire face les dirigeants soviétiques à partir de 1977.

Tableau 2.1 : Evolution de la production pétrolière soviétique (1960-1990)

Année	Production de l'URSS (en million de tonnes)
1960	148, 0
1970	353, 0
1975	491, 0
1980	603, 0
1985	595, 0
1986	615, 0
1987	624, 0
1988	624, 0
1989	607, 0
1990	575, 0

Source : BP (2007).

Durant la seconde moitié des années 1970, les autorités soviétiques doivent réagir au risque de baisse abrupte de la production au sein des gisements de la région Volga-Oural d'où provient alors la majorité de la production¹¹. Dans le même temps, un défaut d'activités d'exploration empêche de considérer comme certain le potentiel, en termes de réserves prouvées, de la Sibérie occidentale¹². La réponse apportée alors par les dirigeants est celle d'une gestion par priorité, ou, selon les termes de T. Gustafson, d'une « *campagne d'urgence* » (Gustafson, 1989 : 28) : d'importants capitaux sont alloués aux associations en charge du développement et de la production des gisements géants de Sibérie occidentale¹³.

Les gisements géants qui sont alors découverts et mis en production permettent de maintenir la croissance de la production pétrolière soviétique à partir de la fin des années

¹¹ De manière schématique, il est possible de distinguer plusieurs périodes historiques dans la répartition géographique de la production soviétique. Durant les années 1960 la production provient essentiellement du bassin de la Volga. A partir de la seconde moitié des années 1970 et jusqu'à ce jour, la Sibérie occidentale constitue la bassin pétrolier où se concentre la majorité de la production.

¹² Selon les informations disponibles, les investissements dans l'exploration diminuent à partir de 1968 pour ne retrouver leur niveau de 1967 qu'en 1980. Dès le début des années 1970, le ministère de la géologie se montre dans l'incapacité de remplir les objectifs quantitatifs en termes d'addition aux réserves. Voir Gustafson (1989 : 73).

¹³ L'augmentation importante du poids des investissements pétroliers dans le total des investissements industriels illustre l'ampleur de cette « campagne » pour le développement des gisements de Sibérie occidentale. De 9,1 % en moyenne durant la première moitié des années 1970, la part des investissements pétroliers dans le total des investissements industriels s'élève à 14 % en 1980. Voir Gustafson (1989 : 28).

1970. Cette réponse en termes de campagne d'urgence constitue néanmoins le terrain sur lequel va germer la seconde crise pétrolière soviétique qui se manifeste, cette fois-ci, par une baisse de la production en 1985. En effet, les efforts réalisés afin de maximiser la production dans les gisements de Sibérie occidentale sont entrepris au détriment des investissements dans l'exploration de nouvelles provinces. Ces derniers demeurent concentrés au sein des provinces déjà mises en production. En outre, les investissements pour l'entretien des puits sont également faibles et la productivité de ces derniers décline rapidement. Dans cette perspective, le répit offert par la campagne d'urgence définie par L. Brejnev ne dure qu'un temps.

Même si Gorbatchev souligne le caractère peu soutenable d'une réponse visant uniquement à sauver les objectifs de production sur le court terme¹⁴, les mesures prises par les dirigeants au milieu des années 1980 sont du même ordre que celles de L. Breznev une décennie plus tôt. Une nouvelle fois, il s'est agi d'augmenter de manière conséquente les dotations budgétaires allouées aux associations de production pour que celles-ci puissent atteindre leurs objectifs quantitatifs de production. En parallèle, les investissements dans l'exploration de nouvelles provinces, pourtant nécessaires afin, d'une part, de maîtriser la hausse sensible des coûts de production et, d'autre part, d'assurer le devenir à moyen/long terme de la production, n'ont pas été suffisants. La baisse de la production, observée à partir de 1989, vient sanctionner une nouvelle fois cette réponse de court terme. Pour synthétiser le fonctionnement de l'industrie pétrolière soviétique, T. Gustafson conclut ainsi que *« l'efficacité a été sacrifiée à la vitesse, les gisements ont été prématurément épuisés, les industries complémentaires ont été négligées et la Sibérie a été pillée »* (Gustafson, 1989 : 59).

La crise observée de l'industrie pétrolière soviétique tient ainsi aux difficultés croissantes rencontrées afin de maintenir un schéma de gestion extensif des ressources pétrolières (Locatelli, 1998 ; Pauwels et Swartenbroekx, 2002). Ce dernier repose sur la primauté des objectifs de court terme, ce qui conduit à une gestion déséquilibrée de la ressource pétrolière. Deux faits principaux en témoignent. En premier lieu, une surproduction

¹⁴ En 1987, M. Gorbatchev évoque en ces termes la politique pétrolière jusqu'alors mise en œuvre : *« les efforts pour restreindre la baisse du taux de croissance ont induit des dépenses désordonnées afin de développer le secteur énergétique, la mise en production à des taux forcés de nouvelles ressources naturelles et leur utilisation de manière irrationnelle »* (Cité dans Gustafson, 1989 : 6). Ainsi, il semble que sa volonté réside à l'origine dans la mise en œuvre d'efforts pour encourager la conservation des ressources naturelles au sein de l'ensemble de la structure industrielle soviétique, effort de long terme s'il en était, et pour privilégier les investissements complémentaires pour la récupération assistée au sein des gisements en production.

au sein des gisements géants, dans la région de la Volga, puis en Sibérie occidentale, s'installe¹⁵. Cela s'entend de deux manières : le taux initial de déplétion se situe à un niveau tel que l'augmentation forte de la production des gisements se réalise au détriment du taux global de récupération, d'une part, et au détriment d'un plateau de production s'étalant sur une période de temps plus longue, d'autre part. Les techniques d'extraction employées par les associations de production sont à cet égard symptomatiques : l'injection d'eau dans les réservoirs est utilisée dès le début du processus d'extraction afin d'extraire un maximum de liquide dès la période initiale de mise en production (McCann, 1991 : 366). En outre, les investissements pour l'entretien et pour la généralisation des techniques de récupération assistée sont largement négligés. Les opérations se focalisent sur le « *pétrole facile* »¹⁶. L'industrie pétrolière soviétique présente donc un problème d'inefficacité, dans la mesure où la vision de court terme, et la gestion par campagne qui la caractérise, empêche la maximisation du taux de récupération ainsi que la mise en place des investissements nécessaires pour retarder la baisse de la productivité des gisements.

La seconde caractéristique de la gestion de la ressource en terre tient à la relative faiblesse des investissements engagés pour l'exploration de nouvelles provinces pétrolières. D'une part, ils sont proportionnellement très bas au regard des investissements pour la production. D'autre part, au sein même des investissements d'exploration, une part importante est destinée aux gisements en production. Ces caractéristiques structurantes de la gestion de la ressource en terre dans le cadre du système soviétique place l'industrie pétrolière dans une dynamique s'apparentant à un cercle vicieux : la focalisation sur les objectifs quantitatifs de court terme du plan amène à une surproduction de plus en plus marquée, une baisse rapide de la productivité des puits¹⁷, une augmentation des coûts et une négligence des investissements dans l'exploration pour préparer le substrat de la production future. Il s'agit d'autant d'éléments qui se conjuguent pour rendre les objectifs de production future de plus en plus

¹⁵ L. Dienes *et al.* évoquent à cet égard une « *exploitation prédatrice* » des réserves pétrolières (Dienes *et al.*, 1994 : 48).

¹⁶ La conséquence la plus visible de cette focalisation sur le « *pétrole facile* » tient à la détérioration observée dans la structure des réserves au sein des gisements soviétiques en production. Les observateurs, ainsi que les dirigeants des ministères de tutelles, divisent les réserves en deux catégories, les réserves « *actives* », d'une part, et les « *réserves difficiles à récupérer* », d'autre part. Tandis qu'au début des années 1980 on estime à 10 % le niveau des réserves entrant dans la seconde catégorie au sein des gisements en production de Sibérie occidentale, ce taux s'élève à plus de 50 % en 1991. Voir Dienes *et al.* (1994 : 1).

¹⁷ La productivité moyenne des puits de production a ainsi décliné de manière constante durant la décennie 1980, passant de 38,9 tonnes par jour en 1980 à 14,3 en 1991. Voir Locatelli (1998 : 167).

improbables à atteindre, si ce n'est au travers de nouvelles campagnes d'urgence, qui ne peuvent, à leur tour, qu'aggraver les dysfonctionnements ayant conduit à la crise (Grace, 2005 : 85).

SECTION 2. LA REORGANISATION-PRIVATISATION DES ACTIFS PETROLIERS EN RUSSIE

Durant les premières années de la transition, trois éléments président à la réforme de l'industrie pétrolière. Le premier tient à la réorganisation des actifs pétroliers (2.1). Le deuxième réside dans le transfert de la propriété de ces nouvelles entités à des actionnaires privés (2.2). Enfin, il est adopté un cadre légal visant à modifier les modes de coordination entre les autorités et les nouveaux acteurs de l'industrie pétrolière (2.3).

2.1. La réorganisation de l'industrie pétrolière sur la base des associations d'exploration et de production

Concernant la question de la réorganisation de l'industrie pétrolière, le débat porte sur la manière optimale de délimiter les frontières des compagnies pétrolières. Dans la mesure où, pour reprendre la terminologie de S. Hedlund, il n'y avait pas au début des années 1990 « *d'entreprises soviétiques à privatiser* » (Hedlund, 2001 : 214), les associations d'exploration et de production constituant le dernier organe de l'organisation hiérarchique et bureaucratique de la branche de l'industrie pétrolière, la première étape qui se présente, afin d'engager le processus de réforme, est de « créer » ces entreprises. Le mouvement de réforme débute ainsi par la transformation des associations d'exploration, de production et de raffinage en sociétés par actions. Ce mouvement est assorti du regroupement de ces sociétés au sein de holdings pétrolières verticalement intégrées. Le décret présidentiel du 17 novembre 1992 initie la création des trois premières de ces holdings : Lukoil, Yukos et Surgutneftegas (Moe et Kryukov, 1994 : 90). Puis, jusqu'en 1995, quatorze entités sont ainsi créées selon le schéma défini dans ce décret présidentiel (*cf.* Tableau 2.2).

Deux spécificités ayant trait à cette réorganisation sont à noter. En premier lieu, l'intégration des associations de production et d'exploration au sein des holdings s'effectue principalement sur une base géographique.

En second lieu, l'intégration verticale des holdings pétrolières n'est que partielle, dans la mesure où le réseau de transport demeure hors de leur contrôle. En 1993, les ministères responsables du système de pipeline durant la période soviétique – Transneft pour le transport du brut et Transneftproduct pour ce qui est du transport des produits pétroliers – sont

transformés en sociétés par actions dont 100 % demeurent aux mains de l'Etat (Kellison, 1999 : 129).

Tableau 2.2 : Les holdings pétrolières nées des réformes et leur composition initiale

Holdings	Date de création	Filiales d'exploration-production	Filiales de raffinage
Lukoil	04/1993	Langepasneftegaz Urayneftegaz Kogalymneftegaz Nizhnevolzhskneftegaz Astrakhanneft Permneft Kaliningrmorneftegaz	Volgogradneftepererabotka Permnefteorgsyntez
Yukos	04/1993	Yukanskneftegaz Samaraneftegaz	Kuybyshevnefteorgsintez Novokuybyshevsk
Surgutneftegaz	03/1993	Surgutneftegaz	Kirishinefteorgsyntez
Slavneft	06/1994	Megionneftegaz Megionneftegazgeologiya	Mozyr Yaroslavl Mendeleyev Yaroslavnefteorgsyntez
Sibneft	09/1995	Noyabrskneftegaz Noyabrskneftegazgeofizika	Omsk
Sidanko	05/1994	Varyeganneftegas Kondpetroleum Chernogorneft Udmurtneft Saratovneftegaz Variegamneft	Angarsk Saratov Khabarovsk
Eastern Oil Company (VNK)	05/1994	Tomskneftgaz Tomskneftegeologiya	Achinsk
Orenburg Oil Company (ONACO)	06/1994	Orenburgneftgaz	Orsknefteorgsintez
Tyumen Oil Company (TNK)	08/1995	Nizhnevartovskneftegaz Tyumenneftegaz Obneftegazgeologita	Ryazan
Rosneft	09/1995	Purneftegaz Dagneft Kalmneft Krasnodarneftegaz Sakhalinmorneftegaz Termneft Stavropolneftegaz	Komsomolsk Krasnodarnefteorgsyntez Tuapse
Bachneft (Bachkortostan)	01/1995	Bachneft	Oufa Novo Oufimsk Oufimsk
Tatneft (Tatarstan)	01/1994	Tatneft	Nijnekamsk
Yunko (Tchéchénie)	1994	Grozneft	Groznyi-Sheripov Novo-Groznyi
Komitek (Komis)	06/1994	Komineft	Ukhta

Source : Locatelli (1998 : 143-146).

2.2. Les deux phases de la privatisation de l'industrie pétrolière russe

Le processus de privatisation des actifs pétroliers russes s'accomplit en deux phases. L'analyse reprend ce découpage temporel, dans la mesure où chacun de ces deux temps

correspond à une structure d'actionnariat distincte qui, par voie de conséquence, induit une structure d'incitation et de contrôle différente.

2.2.1 La privatisation vers les insiders et la « méthode non standard »¹⁸ de privatisation

La première phase, qui dure de 1992 à 1994, correspond à la privatisation de masse par vouchers¹⁹. Elle est formellement initiée par le décret présidentiel de B. Eltsine n° 1403 du 17 novembre 1992²⁰. Les modalités de privatisation définies par ce décret vont induire deux particularités de la structure de capital des nouvelles holdings pétrolières : la prise de contrôle par les *insiders* conjuguée à une dispersion de l'actionnariat, d'une part, et le mode de privatisation duale qui est privilégié, d'autre part.

– La structure des droits de propriété

Le schéma initial de la propriété qui s'impose à l'ensemble des sociétés constitutives des holdings est le suivant : chaque holding pétrolière détient 38 % des actions des sociétés de production, 38 % des actions des sociétés de raffinage et 24 % de celles des sociétés de distribution qui la composent. Selon ce schéma initial de répartition du capital, le reste des actions des sociétés de production et de raffinage est réparti de la manière suivante : les employés reçoivent 35 % des actions (25 % sont distribuées gratuitement au collectif des travailleurs, et 10 % d'actions ordinaires, ce qui leur octroie un droit de vote, leur sont vendues à des prix préférentiels), 5 % reviennent au manager, 5 % aux autorités locales et 17 % au public au travers de la technique des vouchers.

Au niveau des holdings pétrolières, le schéma initial de répartition du capital accorde une part majoritaire des actions à l'Etat. Celui-ci, au travers d'une entité nouvellement créée, Rosneft, détient 45 % des actions des holdings ; et ce pour une période minimum de trois ans. Les investisseurs privés peuvent acquérir 40 % des actions (dont un maximum de 15 % pour les investisseurs étrangers). Le reste des actions, soit 15 %, est attribué à la population selon la technique des vouchers. Parmi les quatorze entités ainsi créées, cinq holdings pétrolières ne relèvent pas de cette méthode de privatisation : Rosneft, Bashneft, Komitek Tatneft, et Yunko. La première demeure la propriété de l'Etat à 100 %. Quant aux quatre autres holdings, elles

¹⁸ Andreff (1999 et 2003b).

¹⁹ Les vouchers renvoient aux bons de privatisation reçus par l'ensemble des citoyens russes dans le cadre du programme de privatisation de masse. Ces bons pouvaient être échangés contre les actions des sociétés.

²⁰ Pour une présentation du schéma adopté pour la réorganisation et la privatisation de l'industrie pétrolière russe au début du processus de réforme, voir notamment Lane et Seifulmulukov (1999).

ont été constituées et sont majoritairement détenues par les autorités des sujets de la fédération où sont localisés leurs actifs. Il s'agit respectivement du Bachkortostan, des Komis, du Tatarstan et de la Tchétchénie.

– *Les problèmes en termes de corporate governance induits par la première phase de privatisation*

La modalité de privatisation choisie peut apparaître paradoxale à la lecture des travaux académiques des réformateurs, ainsi que des économistes occidentaux qui les ont conseillés, et qui justifient la priorité temporelle accordée à la privatisation. Les travaux académiques d'A. Shleifer, de R. Vishny, de M. Boïcko²¹ ou d'A. Chubaïs²² présentent plusieurs arguments mettant en évidence l'impérieuse nécessité de privatiser. Pour la plupart, ces arguments s'appuient sur la théorie des droits de propriété et sur la littérature normative de la *corporate governance*, dont on a déjà présenté la problématique relative à la séparation des droits de contrôle, et des droits aux revenus, ainsi que l'idée selon laquelle la propriété publique est source de problèmes particuliers afin de surmonter cette séparation. Ainsi, l'élément principal mis en avant par les réformateurs est celui de la nécessité de « dépolitiser » (Boycko *et al.*, 1993 : 140) les décisions des compagnies.

Si l'attention se porte sur les compagnies privées, la littérature sur la *corporate governance* met en évidence l'idée selon laquelle il convient de réaliser une distinction entre une structure de propriété laissant un large pouvoir de contrôle aux *insiders* (dirigeants et salariés des firmes), d'une part, et celle qui permet la prise de contrôle par un groupe d'actionnaires de contrôle extérieur à la firme, d'autre part. La première configuration peut être source d'une atténuation des droits de propriété puisque les *insiders* peuvent être incités à gérer la firme en fonction d'un objectif autre que la recherche de la valorisation des actifs. Cette configuration est particulièrement problématique si le droit au revenu est réparti au sein d'un actionnariat dispersé²³. La seconde configuration constitue, au regard de la littérature sur

²¹ Voir notamment Boycko *et al.* (1993 et 1996). Rappelons que M. Boycko a été membre du GKI, l'Agence de l'Etat russe pour la gestion du patrimoine d'Etat, et qu'A. Shleifer, directeur du programme Russie au *Harvard Institute for International Development*, a été membre du directoire du Centre russe des Privatisations. Voir Sapir (2001 : 28).

²² A. Chubaïs est le principal « architecte » de la privatisation russe sous le gouvernement de Y. Gaïdar. Pour sa présentation du programme de privatisation russe, voir Chubaïs et Vishnevskaya (1993 : 89-99).

²³ Selon A. Shleifer : « Avec l'ensemble des droits de contrôle aux mains des managers mais les droits aux revenus dispersés, les managers ont une incitation à investir dans des projets inefficients qui leur sont source de bénéfices personnels, tandis que les actionnaires ont peu d'incitation à contrôler les décisions des gestionnaires. Cette structure de contrôle est donc inefficace (...) Bien que supérieure au contrôle des politiciens, cette

la *corporate governance*, une structure de propriété plus efficiente dans la mesure où le groupe d'actionnaires de contrôle est tout à la fois incité à voir la firme être gérée en fonction de l'objectif de maximisation du profit et apte à effectuer un contrôle adéquat des dirigeants²⁴.

Au regard de cette grille de lecture des structures de contrôle et d'incitation, deux fragilités du modèle de privatisation initial de l'industrie pétrolière russe peuvent être soulignées. En premier lieu, la structure du capital qui émerge du mode de privatisation de l'industrie pétrolière laisse, en pratique, un pouvoir de contrôle accru aux managers sans que ces derniers ne détiennent un droit au revenu conséquent²⁵. A cet égard, il convient de mener l'analyse de la structure du capital à deux niveaux : celui des sociétés de production et de raffinages constitutives des holdings et celui des holdings elles-mêmes. Chaque holding détient 38 % des actions de ses filiales, c'est-à-dire plus de la moitié des 75 % des actions ordinaires octroyant un droit de vote. Dès lors, chaque holding pétrolière détient en théorie le contrôle de ses filiales. Toutefois, il est rapidement apparu que ce contrôle était chimérique. En pratique, il semble que le pouvoir de décision s'est rapidement concentré aux mains des managers des sociétés de production et de raffinage. Ces derniers, en dépit de la part minoritaire des actions qu'ils reçoivent (5 %), se sont révélés être les principaux détenteurs du droit de contrôle des sociétés de production et de raffinage. Le vecteur essentiel de cette prise de contrôle par les managers réside dans l'influence que la plupart ont pu exercer sur les actions revenant aux employés. En outre, les managers, par des techniques plus ou moins normées, ont progressivement augmenté leur part d'actions dans le capital de leur société²⁶.

Ainsi, le schéma initial de privatisation a indéniablement été la source d'un problème d'agence. Les directeurs ont pu acquérir le droit de contrôle sur leurs sociétés, alors qu'ils ne

structure de contrôle est loin d'être optimale car le droit de contrôle et le droit au revenu ne sont pas parfaitement alignés » (Shleifer, 1994 : 97 et 100).

²⁴ Selon A. Shleifer et R. Vishny : « *Lorsque les droits de contrôle sont concentrés dans les mains d'un petit nombre d'investisseurs ayant un intérêt collectif dans le revenu résiduel, l'action concertée par les investisseurs est plus facile que lorsque les droits de contrôle (...) sont dispersés parmi les investisseurs (...) Les actionnaires de contrôle sont une solution au problème d'agence dans la mesure où ils ont à la fois un intérêt général à la maximisation du profit et assez de contrôle sur les actifs de la firme pour voir leurs intérêts respectés* » (Shleifer et Vishny, 1997 : 753-754).

²⁵ Notons que cette prise de contrôle des actifs de la part des directeurs va concerner l'ensemble des industries privatisées par le biais du processus de privatisation de masse en Russie. Voir Sprenger (2002).

²⁶ L'instrument principal utilisé entre 1992 et 1995 par les managers de Lukoil et de Surgutneftegaz, notamment, afin de consolider leur contrôle, réside dans les opérations de dilution. Selon cette technique, les managers émettent et acquièrent un paquet important d'actions afin de diluer les actionnaires extérieurs. Voir Radygin (2003 : 433).

détenaient en droit qu'une fraction du droit au revenu de la firme. Au niveau de la holding, force est de constater qu'en raison de la dispersion du capital entre l'Etat, les autorités régionales, les investisseurs institutionnels et les investisseurs privés, aucun groupe d'actionnaires de contrôle n'a pu émerger (Hare et Muravyev, 2002 : 5). La part majoritaire de l'Etat dans l'actionnariat des holdings pétrolières russes durant la première phase de privatisation ne s'est en aucune manière traduite par un contrôle effectif de la part des autorités fédérales (Kryukov, 2001 : 176). Les représentants étatiques dans les holdings pétrolières semblent avoir privilégié deux types de comportements : un comportement « d'indifférence », qu'explique largement l'absence de direction claire définie au niveau des autorités, et un comportement de recherche d'intérêt personnel. Les représentants de l'Etat dans les directoires ou les conseils d'administration sont récompensés de leurs efforts pour favoriser la holding dans ses négociations avec l'Etat et se voient gratifiés, par la suite, d'une place de dirigeant au sein de la holding (Radygin et Shmeteva, 2003 ; Gnezditskaia, 2005 ; Kuznetsova et Kuznetsov, 1999). Par conséquent, le problème d'agence, résidant dans la séparation du droit de contrôle aux mains des directeurs et du droit au revenu de la firme détenu par une multitude d'actionnaires, a également été prédominant.

Une seconde défaillance du mode de privatisation peut être mise en évidence : c'est la privatisation « duale » mise en œuvre. En effet, cette méthode de privatisation semble avoir entraîné une dilution des centres de décision et de profit entre, d'un côté, la holding mère, de l'autre côté, les filiales qui en sont constitutives. Le contrôle sur leurs filiales n'a été, pour nombre de holdings, que théorique. Ce problème a particulièrement affecté Youkos, Sidanko et Slavneft. Les managers des sociétés de production et de raffinage sont ainsi ouvertement entrés en conflit avec leur société mère (Locatelli, 2001 : 42-43). Par conséquent, les centres de décision au sein de l'industrie pétrolière russe sont demeurés relativement flous. De la même manière, le contrôle du *cash flow* des filiales par la holding mère s'est révélé problématique. L'exemple de la relation entre Youkos et sa filiale de production Youganskneftegaz est à cet égard révélateur. Il semble, en effet, que durant les premières années de la transition, des organisations criminelles se soient accaparé à grande échelle le pétrole brut sortant des puits de Youganskneftegaz, au détriment de la holding (Iji, 2003 : 17). Il apparaît donc que le mode dual de privatisation a entraîné une atténuation des droits de propriété privés, tant ces derniers ont été dilués entre les actionnaires de la holding mère et ceux des filiales.

Ainsi, au regard de la littérature sur la *corporate governance* mise en avant par les réformateurs, deux aspects du programme de privatisation mis en œuvre au sein de l'industrie pétrolière se présentent comme autant de points faibles par rapport à l'objectif de non-atténuation des droits de propriété²⁷. Trois conséquences doivent être gardées à l'esprit. La première tient bien sûr aux défaillances en termes de contrôle et d'incitation qui résultent de cette distorsion de la structure de gouvernance. La deuxième conséquence tient à la modification rapide de la représentation de la part des entreprises et de la société civile concernant les modalités de la privatisation. La priorité temporelle accordée à la privatisation, « *le coup de force* » des directeurs dont elle témoigne, et qui a été très bien perçu par les réformateurs, a rapidement modifié l'image du processus de privatisation. Selon D. Kouvaline, dans la mesure où la « *propriété revenait à ceux qui disposaient de forces de pression et d'appui bureaucratique (...) toutes les déclarations officielles concernant les objectifs de privatisation tels que l'augmentation de la productivité des entreprises, la création d'un environnement concurrentiel et la participation à la démonopolisation de l'économie nationale (...) furent une supercherie. Et les entreprises l'ont bien compris* » (Kouvaline, 2012 : 132). Cette modification de la perception des réformes sera bien sûr amenée à jouer un rôle particulier dans la trajectoire de la transition russe, en général, et dans celle de l'industrie pétrolière en particulier.

Enfin, le troisième élément important est que ce paradoxe du programme de privatisation vient souligner l'inconséquence des justifications politiques, avancées par les réformateurs, pour défendre la priorité temporelle accordée à la privatisation. Ces arguments, qui accompagnent de manière concomitante le programme de privatisation, sont de deux ordres. Le premier est celui de la « *fenêtre d'opportunité* » dont il convient de profiter au début des années 1990 afin d'atteindre l'objectif de « *détruire le communisme* » (Shleifer, 2005 : 2). A cette époque, cet argument tenait, selon un auteur russe, du « *délire paranoïde* » (Ivanter, 2012 : 48). Dans le même ordre d'idée, une seconde variante de l'argument politique était d'assurer un support politique aux réformes (Boycko *et al.*, 1993). A l'inverse, le point mis en évidence par D. Kouvaline tend à souligner que la priorité temporelle accordée à la privatisation et ce, quel qu'en soit le résultat et la manière dont elle prend place, a rapidement sapé l'appui de la société civile pour les réformes. Une nouvelle fois, cela ne sera pas sans

²⁷ Ce paradoxe du programme de privatisation russe est notamment souligné par W. Andreff. Cet auteur met en perspective les enseignements de la littérature sur la théorie des droits de propriété et la *Corporate Governance* et le programme de privatisation de masse afin de mettre en exergue le caractère « non standard » de ce dernier. Voir Andreff (2006b : 34-35 et 1999 : 97-129).

conséquence sur la trajectoire de la Russie. Rappelons simplement à ce stade de l'analyse que, dès 1993, les réformes devront être mises en œuvre, et c'est un euphémisme, de manière autoritaire.

2.2.2. Le programme loans for shares : concentration et consolidation de la propriété des holdings pétrolières

La seconde phase de privatisation de l'industrie pétrolière s'ouvre avec le programme *loans for shares* [prêts contre actions]. Largement commenté et critiqué, ce programme a pour conséquence principale de modifier la structure des droits de propriété des holdings pétrolières. Une nouvelle fois, cette seconde étape est cautionnée par le recours à la littérature sur la *corporate governance*. Les déclarations des représentants du gouvernement ou ceux des institutions financières internationales en témoignent. A titre d'exemple, il est mis en exergue, au sein d'un document de la Banque mondiale, que « *le transfert [de la propriété] vers les insiders était un pas important, mais seulement le premier pas. Cela doit maintenant être suivi d'un second tout aussi essentiel ouvrant les firmes privatisées à des propriétaires et des investisseurs extérieurs* » (cité dans Nellis, 2002 : 61). Outre cette justification théorique, le besoin de financement du gouvernement a sans doute joué un rôle important dans la mise en œuvre de cette seconde étape de la privatisation. Enfin, bien sûr, le programme *loans for shares* constitue l'exemple le plus révélateur de la captation des autorités fédérales par un groupe restreint de banquiers, bientôt désignés sous le vocable d'oligarques²⁸. Les analyses relatives au programme *loans for shares* développent fréquemment l'idée que les banquiers, alors propriétaires des principaux médias russes, s'engageaient à favoriser la réélection de B. Eltsine en 1996 et se voyaient récompenser par le programme *loans for shares*²⁹.

– La concentration de la propriété aux mains des oligarques

Le schéma présenté aux autorités russes par V. Potanine, représentant désigné des oligarques, est le suivant : à la fin de l'année 1995, les autorités fédérales consentent à

²⁸ *Oligarque* constitue le terme consacré pour désigner les personnes qui cumulent, durant les deux mandats présidentiels de B. Eltsine, une influence politique importante, voire pour B. Berezovsky et V. Potanine des postes officiels au sein du gouvernement et de l'administration présidentielle, et la propriété des groupes financiers industriels les plus importants de Russie. Les personnes regroupées sous ce terme diffèrent quelque peu selon les analyses. En plus des sept banquiers ayant participé au programme *Loan for Shares* que sont B. Berezovsky, V. Potanine, V. Gusinsky, M. Khodorkovsky, A. Smolensky, M. Friedman et P. Aven, l'analyse intègre ici également sous cette appellation V. Bogdanov et V. Alekperov. Voir Duncan (2007 : 2-3), World Bank (2005 : 90-126) ainsi que Guriev et Rachinsky (2005 : 131-150).

²⁹ L'interview accordée en 1996 au *Financial Times* par B. Berezovsky a participé à étendre le champ d'influence de cette perspective. Il y décrit les termes de cette alliance passée entre l'entourage d'Eltsine et les sept banquiers. Voir Sokoloff (2003 : 348-440).

remettre aux banques russes, pour une période transitoire de trois ans, les actions que l'Etat détient dans les holdings pétrolières. En échange, les banques s'engagent à accorder des prêts au gouvernement russe. Par la suite, des ventes aux enchères pour l'attribution définitive de ces actions sont organisées ; quelquefois avant la période minimum de trois ans. Ce programme a été critiqué à maintes reprises en raison de l'opacité avec laquelle se sont réalisées ces ventes aux enchères. Il est en particulier souligné que ce sont les banques elles-mêmes qui ont organisé ces ventes aux enchères, que de nombreux acheteurs potentiels ont été écartés de manière discrétionnaire et que les prix de vente ont largement sous-estimé la valeur effective des paquets d'actions³⁰. D'autres ventes aux enchères ne s'inscrivant pas dans le programme *loans for shares*, mais se caractérisant par le même manque de transparence, se succèdent entre 1995 et 1997.

Les principaux résultats de ces ventes aux enchères sont les suivants (*cf.* Tableau 2.3)³¹. Trois ventes aux enchères réalisées à la fin de l'année 1997 permettent au groupe financier Menatep d'acquérir 85 % des actions de Youkos. Cette part diminue ensuite pour atteindre 60,5 % en 2002. En décembre 1995, 51 % des actions de Sibneft reviennent au groupe SBS (Stolichny Bank Sbereznhii) par l'intermédiaire de sa filiale NFK. Le résultat de la vente aux enchères de 51 % des actions de Sidanko permet la prise de contrôle de la part de l'Uneximbank. En ce qui concerne Surgutneftegaz, 40,1 % des actions mises aux enchères par l'Etat en décembre 1995 reviennent au fond de pension de Surgutneftegaz contrôlé par le manager de celle-ci, V. Bogdanov. De la même manière, deux ventes aux enchères, portant sur respectivement 5 % et 9 % des actions de Lukoil, sont remportées par un groupe financier dirigé par V. Alekperov, manager de Lukoil. Au début de l'année 1998, les principales holdings pétrolières russes sont ainsi privatisées, à l'exception de Rosneft et Slavneft. En 2002, les actions demeurant la propriété de l'Etat dans Slavneft sont attribuées à parts égales à Sibneft et à TNK.

³⁰ Pour une description du déroulement de ces enchères, voir Klebnikov (2001 : 235-239).

³¹ Les résultats des différentes ventes aux enchères ayant permis aux oligarques d'acquérir le contrôle des holdings pétrolières russes sont présentés dans les travaux de Khartukov (1997 et 2002) ainsi que Khartukov et Starostina (2000 : 30-32).

Tableau 2.3 : Composition de la structure de propriété des principales holdings pétrolières à la suite des ventes aux enchères 1995-1997

	Part détenue par les institutions financières extérieures à la holding (en % du capital)	Part détenue par le groupe de managers (en % du capital)	Autres (dont l'Etat) en % du capital	« Oligarque » actionnaire majoritaire de la holding et détenteur du droit de contrôle
Lukoil (2003)	—	21%	79% (8%)	V. Alekperov
Surgutneftegaz (2003)	—	80%	20% (0%)	V. Bogdanov
Sibneft (2003)	88% (FNK & SINS)	—	12% (0%)	R. Abrahamovitch
TNK (2002)	50.2 (Alfa Group)	—	49.8% (0%)	M. Friedman
Sidanko (2002)	40% (Interros Oil)	—	60% (0%)	V. Potanim
Yukos (2002)	60.5% (Menatep)	—	39.5% (0%)	M. Khodorkovsky

Sources : Finon et Locatelli (2003 : 64), Henderson et Radosevic (2003 : 7-9), Khartukov (1997 et 2002)

A la suite des ventes aux enchères opaques prenant place entre 1995 et 1997, la plupart des firmes pétrolières russes sont ainsi majoritairement détenues par un groupe d'actionnaires de contrôle. En outre, les oligarques combinent le statut d'actionnaire principal de la firme et de manager de cette dernière. Cette configuration est celle de Youkos et de TNK. En effet, M. Khodorkovsky et M. Friedman détiennent la majorité des actions de Youkos et de TNK respectivement, tout en étant les dirigeants de ces dernières. Une configuration relativement analogue s'observe pour le cas de Sibneft. A l'origine, B. Berezovsky et A. Smolensky constituent les actionnaires principaux de cette holding. Toutefois, à la suite de la faillite de la banque FNK en 1998 détenue par A. Smolensky, R. Abrahamovitch, associé de B. Berezovsky, semble détenir à partir de cette date le droit de contrôle majoritaire avec 88 % des actions de Sibneft (Khartukov, 2002 : 32). Les deux dernières principales holdings pétrolières présentent une configuration différente. Contrairement aux holdings précédentes, pour lesquelles les ventes aux enchères ont conduit à la prise de contrôle par des banquiers extérieurs à la firme, les ventes aux enchères des actions de Lukoil et Surgutneftgaz permettent aux managers de ces dernières d'asseoir leur contrôle (Kruekov et Moe, 1999 : 63). Surgutneftegaz est ainsi majoritairement détenue par le premier manager de cette dernière : V. Bogdanov. Quant à Lukoil, elle présente un actionnariat plus diversifié que ses

homologues. Le groupe de managers de cette dernière ne possède ainsi que 21 % des actions. En pratique, il semble que V. Alekperov possède une influence suffisante sur les actions détenues par le fonds de pension Lukoil-garant ou la société d'investissement Nikoil pour contrôler la firme de manière effective (Henderson et Radosevic, 2003 : 6-7).

La seconde phase de privatisation conduit ainsi à une modification de la structure de l'actionnariat des principales compagnies pétrolières russes ainsi qu'à une ligne de rupture entre deux « modèles » de holdings. La première catégorie est constituée de Yukos, Sibneft et TNK. Les oligarques conjuguent les droits de contrôle des holdings ainsi que les droits aux revenus, mettant ainsi un terme au problème initial d'agence induit par la première phase de privatisation. La seconde catégorie est constituée de Lukoil et Surgutneftegaz : la structure de propriété de ces deux compagnies continue à être dominée par les *insiders* originels de ces dernières.

– *Le processus de consolidation de la propriété des holdings engagé par les oligarques*

A la suite de cette modification de la structure du capital, les oligarques entament un processus de consolidation de leurs actifs par la définition d'une intégration verticale dont l'objectif est d'assurer l'effectivité de leurs droits de contrôle et de leurs droits aux revenus des filiales constitutives de leur holding. Ce processus s'étale dans un laps de temps plus ou moins long et se réalise avec des méthodes plus ou moins orthodoxes selon les compagnies. Lukoil et Surgutneftegaz constituent les holdings pour lesquelles le processus d'intégration de leurs filiales a été le plus rapide, aboutissant dès 1996-1997. Les autres holdings ont, quant à elles, réalisé cette consolidation selon un processus plus long, courant jusqu'en 1999, et surtout d'une manière beaucoup plus conflictuelle.

Y. Iji décrit en détail l'ensemble des méthodes peu conventionnelles grâce auxquelles le groupe Menatep entreprend l'intégration par le capital des filiales de Yukos (Iji, 2003 : 20)³². Ces méthodes comprennent un taux de conversion entre les actions de Yukos et les actions de ses filiales largement en défaveur des actionnaires des filiales, des opérations de dilution d'actionnaires « indésirables », qui auraient pu bloquer le processus, ainsi que l'exclusion de certains actionnaires des assemblées. Sidanko, Sibneft et TNK recourent également à de semblables procédés d'atteinte aux droits des actionnaires minoritaires. Outre cette intégration par le capital qui permet de centraliser le pouvoir de contrôle au niveau de la

³² Sur ce point, voir également Black, Kraakman et Tarassova (2000 : 46).

holding, les nouveaux détenteurs des droits de propriété entreprennent également de centraliser le *cash flow* de leurs filiales. Le moyen essentiel utilisé est celui du transfert de prix interne qui consiste, pour la holding, à acheter le brut à ses filiales à des prix très inférieurs à ceux du marché. Cette pratique présente en outre l'avantage de faire baisser mécaniquement la valeur des actions de la filiale concernée, favorisant ainsi le rachat de ces actions par la holding.

– *La structure de l'industrie pétrolière russe au sortir du programme loans for shares*

La réorganisation-privatisation de l'industrie pétrolière russe amène ainsi à organiser l'industrie pétrolière russe autour de nouveaux acteurs quelque peu hétérogènes en termes de structure du capital. Les acteurs les plus importants, en termes de production, sont les holdings verticalement intégrées dont la structure de capital est détenue par les oligarques à partir de la seconde moitié des années 1990. Deux autres acteurs, de moindre importance, complètent le tableau : les holdings constituées par les autorités régionales ainsi que les compagnies pétrolières internationales (cf. Tableau 2.4).

Les compagnies pétrolières internationales tentent de se positionner dans l'amont pétrolier russe selon trois modalités. La première réside dans l'établissement d'une *joint venture* avec une entité russe. Elle est privilégiée par les compagnies pétrolières internationales au début des années 1990. ConocoPhilips crée une telle structure avec Lukoil : *Polar Lights*. Néanmoins, les actifs concernés par cette *joint venture* ne sont pas importants en termes de potentiels de production. Il faudra ainsi attendre 2003 et la signature de l'accord entre BP et TNK pour que soit mise en œuvre la seule *joint venture* de grande ampleur en Russie. Cet accord regroupe les actifs de TNK et ceux détenus par BP en Russie. Du point de vue de la compagnie pétrolière internationale, l'intérêt principal de cette *joint venture* tient à ce qu'elle lui permet d'accéder aux ressources du champ gazier de Kovytko, dont la licence est alors détenue à 63 % par Rusia Petroleum, filiale de TNK (Gorst, 2004 ; Nicholls, 2004).

Le deuxième vecteur par lequel les compagnies pétrolières internationales ont tenté de se positionner en Russie réside dans les APP (cf. *infra*). Notons d'ores et déjà que seuls trois de ces accords seront signés en 1995 entre les autorités fédérales et les compagnies pétrolières internationales (Total, Shell et ExxonMobil).

Enfin la troisième modalité consiste en des prises de participation au sein du capital des compagnies russes. BP va acquérir des actions de Sidanko mais cela se révélera un investissement difficile à gérer (cf. Chapitre 3). ConocoPhilips acquiert en 2004 les 7,6 %

d'actions de Lukoil jusqu'alors encore détenues par l'Etat s'est positionné en Russie par le biais de cette modalité d'investissement (Hawkes, 2004).

Tableau 2.4 : Répartition de la production pétrolière selon les acteurs de l'industrie pétrolière russe (en million de tonnes)

	Niveau de production en 1996*
1. Rosneft (détenue à 100 % par l'Etat fédéral)	13,0
2. Holdings privées verticalement intégrées	
- Lukoil	51,0
- Yukos	35,0
- Sibneft	18,5
- Surgutneftegaz	33,3
- Sidanko	21,0
- ONAKO	8,0
- VNK	11,5
- TNK	22,0
3. Holdings instituées au niveau des autorités régionales (Bachneft, Tatneft, KomiTEK)	45,0
4. Joint venture	15,5
5. Autres producteurs	17,8
Total	302,6

*L'année 1996 est privilégiée dans la mesure où c'est l'année où l'ensemble des holdings pétrolières russes sont constituées, d'une part, et parce qu'elle va marquer, d'autre part, le début de la vague de fusion et d'acquisition entre ces holdings, ce qui va devenir une caractéristique saillante de leurs stratégies durant la seconde moitié des années 1990 et modifier de fait la structure de l'industrie pétrolière russe.

Source : Locatelli (1998 : 154).

2.3. La modification du mode de coordination entre l'Etat et les compagnies pétrolières privées

La privatisation des actifs pétroliers ne s'accompagne pas d'une privatisation des ressources en terre. La propriété inaliénable de l'Etat de la fédération de Russie sur les ressources en terre est stipulée au sein de la loi sur les sous-sols [*subsoil law*] adoptée en février 1992. Cette propriété inaliénable sera par la suite inscrite dans la constitution de la fédération de Russie adoptée en 1993. La question du mode de coordination susceptible de se substituer à la coordination par la planification pour permettre aux autorités fédérales d'assurer l'effectivité des droits de propriété sur les ressources en terre acquiert alors une importance cruciale. La loi sur le sous-sol définit les conditions d'accès aux ressources en terre pour les nouveaux opérateurs. En outre, il est mis en œuvre des dispositions fiscales particulières afin de permettre aux autorités de capter la rente pétrolière et d'assurer une régulation de l'industrie pétrolière par la fiscalité. Les dispositions légales d'encadrement des opérations de l'amont pétrolier sont complétées en 1995 par l'adoption d'une loi sur les APP.

2.3.1. La loi sur les sous-sols

La loi sur les sous-sols adoptée en février 1992 présente plusieurs caractéristiques saillantes (Adachi, 2009). Tout d'abord, elle consacre le régime juridique des licences afin d'encadrer les opérations de l'amont pétrolier. Les licences sont des permis administratifs accordés aux compagnies. Ensuite, pour ce qui est du processus d'attribution des licences, détaillé au sein des articles 10.1 et 13.1, il est stipulé que l'octroi des licences doit être réalisé par des procédures de ventes aux enchères ou d'appels d'offre mettant en concurrence les compagnies intéressées. Ainsi, il n'est pas intégré de dispositions stipulant un accès préférentiel à Rosneft. Néanmoins, en théorie, la possibilité est laissée aux autorités de réaliser des appels d'offre ou des ventes aux enchères pour lesquels seules certaines compagnies sont invitées à participer (Leboeuf *et al.*, 2004b). En outre, l'un des points importants qu'il convient de garder à l'esprit réside dans le principe dit des « deux-clés ». Il est inscrit dans la loi sur les sous-sols ainsi que dans l'article 72.1 (c) de la constitution de la Fédération de Russie. Ce principe consacre, sur les ressources naturelles, la juridiction jointe des autorités fédérales et des autorités des sujets de la fédération où elles sont localisées (Leboeuf *et al.*, 2004a). L'attribution des licences par le biais des ventes aux enchères et des appels d'offre est réalisée par des commissions regroupant des représentants des autorités

fédérales et des représentants des autorités régionales (Adachi, 2009)³³. En outre, selon l'article 4.8 de la loi sur les sous-sols, il est conféré aux autorités régionales le « *pouvoir de définir les termes et les procédures pour l'usage du sous-sol* » (Cité dans Skynner, 2005 : 133). Cette dilution des droits de gestion des ressources en terre entre les différents niveaux d'autorité de la fédération fait advenir l'autonomie de gestion des opérations, revendiquée par les autorités régionales dès le début des années 1990. A titre d'exemple, notons que les années 1991 et 1992 voient la province de Tyumen définir de manière autonome un cadre réglementaire encadrant les activités de l'amont pétrolier (Kruykov et Moe, 1998 : 592-593).

Enfin, le troisième élément important de la loi sur les sous-sols concerne le contenu même des licences et, en particulier, les dispositions grâce auxquelles les autorités fédérales peuvent orienter les stratégies des nouveaux acteurs de l'industrie. A cet égard, la première composante à considérer est relative à la période de validité des licences. Sur ce point, la législation russe se conforme à la tendance générale observée dans l'ensemble des pays, à savoir une réduction de la période de validité des licences par rapport aux concessions traditionnelles. Une durée de 5 ans est prévue pour les licences d'exploration. Les licences de production des gisements déjà explorés ont une validité de 20 ans. Quant aux licences octroyant un droit d'exploration et de production, elles ont une durée de validité de 25 ans. Néanmoins, aucune disposition de « *relinquishment* », obligeant les compagnies à renoncer à leurs droits d'accès sur une partie de la zone géographique initialement concernée par la licence, n'est intégrée. Rappelons que ces dispositions peuvent permettre à un Etat de se prémunir contre les stratégies attentistes en termes d'exploration, de la part des compagnies.

La deuxième composante des licences sur laquelle il convient de porter l'attention regroupe l'ensemble des aspects relatifs à la sécurisation des droits des compagnies. Il s'agit en particulier des dispositions relatives à l'extension de la période de validité des licences, à la conversion des licences d'exploration en licences de production et aux conditions de retrait des licences par les autorités. Le pouvoir de décision relatif à la conversion des licences

³³ Les permis octroyés peuvent être des licences d'exploration/production ou des licences d'exploration uniquement (autorisant la définition de travaux de prospections géologiques). Le principe de la compétence jointe s'applique pour l'ensemble des licences au sein des gisements *onshore*. Depuis l'adoption de loi sur le « Plateau Continental » en 1995, le pouvoir de décision est, pour ce qui est des gisements *offshore*, essentiellement aux mains des organes fédéraux : le ministère des ressources naturelles pour ce qui est des licences d'exploration, et le gouvernement de la fédération de Russie pour ce qui est des résultats des ventes aux enchères/appels d'offre relatifs aux licences d'exploration/production et la conversion des licences d'exploration en licences de production.

d'exploration en licences de production est aux mains des commissions constituées par les représentants du ministère des ressources naturelles et des exécutifs régionaux.

Les dernières dispositions des licences qui paraissent pertinentes à considérer sont relatives aux travaux obligatoires à engager par les compagnies et aux plans de production devant être soumis par ces dernières aux autorités. A cet égard, force est déjà de constater que les licences demeurent sur ces points relativement sommaires. Elles ne détaillent pas de manière exhaustive les obligations des compagnies concernant les travaux devant être engager, celles de soumettre des plans de production aux autorités, ou encore celles qui ont trait aux délais et aux conditions à respecter lors de la mise en exploitation des gisements. V. Kryukov et A. Moe soulignent ainsi à propos du contenu des licences que « *les conditions sont formulées dans des termes très généraux, typiquement qu'un certain niveau de production doit être atteint durant une certaine période de temps après le début de l'exploitation* » (Kryukov et Moe, 2008 : 14).

2.3.2. Le régime fiscal du début des années 1990

De manière rétrospective, il apparaît que l'instabilité et la complexité sont les deux caractéristiques prédominantes du régime fiscal défini en Russie afin d'encadrer les opérations de l'amont pétrolier durant les années 1990. Néanmoins, il convient de s'arrêter sur les caractéristiques des principales taxes adoptées au début des années 1990. Ces taxes sont bien sûr investies d'une importance cruciale dans la mesure où elles président à la captation de la rente par l'Etat, d'une part, et qu'elles offrent à ce dernier la possibilité de jouer *ex ante* sur les incitations des nouveaux acteurs de l'industrie, d'autre part. Concernant ce dernier point, rappelons que la littérature sur la fiscalité pétrolière se structure autour de la distinction entre taxes régressives, taxes progressives et taxes neutres (*cf.* Chapitre 1). En reprenant cette typologie, et au regard des principales taxes dont doivent s'acquitter les compagnies pétrolières au début du processus de transition, il est possible de caractériser le régime fiscal russe comme un régime hybride. Les principales taxes sont les suivantes³⁴ :

- i) *Taxe sur les profits* : à l'image de l'ensemble des firmes russes, les holdings pétrolières doivent en premier lieu s'acquitter d'une taxe sur les profits. Périodiquement ajustée, elle s'est élevée durant la majorité des années 1990 à un niveau de 35 %. Il s'agit d'une taxe qu'il est possible de qualifier de

³⁴ Pour une présentation du régime fiscal adopté au début du processus de transition, voir IEA (2002 : 79-83), ainsi que Bosquet (2002 : 11-13).

neutre. Elle est censée induire peu de distorsions dans les décisions des compagnies pour la détermination de leurs stratégies d'investissement.

- ii) *Excise Tax* : établie en août 1992, elle est initialement fixée à un niveau de 18 % de la valeur de la production. Une différenciation est introduite afin de permettre la prise en considération des différences de coûts de production entre les gisements. Cette disposition témoigne de la volonté d'introduire une progressivité conséquente au sein du régime fiscal s'appliquant aux opérations de l'amont pétrolier.
- iii) *Royalty* : la volonté d'introduire une certaine progressivité au sein du régime fiscal s'appliquant aux opérations de l'amont pétrolier russe se manifeste également par la mise en place du mécanisme du *sliding scale* pour le paiement de *royalty* en mai 1992. Le taux de *royalty* varie ainsi entre 6 et 16 % de la valeur de la production avant le paiement de l'excise tax. Notons que la loi sur les sous-sols prévoit que le taux de *royalty* doit constituer un critère sur lequel se jouent normalement les appels d'offre pour l'attribution des licences.
- iv) *Mineral Extraction Tax* : le quatrième élément constitutif du régime fiscal de l'amont pétrolier est la taxe pour le remplacement des minéraux (*Mineral Extraction Tax* ; MET). Introduite en février 1993, son objet est de constituer un fonds permettant le financement des activités d'exploration entreprises par le ministère des ressources naturelles. Cet outil taxe la valeur de la production. De la même manière que pour le taux de *royalty*, une certaine progressivité est recherchée par le biais du mécanisme du *sliding scale*. Le niveau de la taxe peut varier entre 0 et 10 % selon les caractéristiques des gisements.
- v) *Taxe sur les exportations* : le dernier élément du régime fiscal, la taxe sur les exportations, est introduite en janvier 1992. L'objectif est de permettre à l'Etat fédéral de capter la différence induite entre les prix internes de l'énergie maintenus à niveau bas et les prix à l'exportation. Elle prend la forme d'un taux fixe par tonne de brut exporté. Elle est supprimée par les autorités en juillet 1996 puis réintroduite au début de l'année 1999 par le gouvernement d'E. Primakov, à la suite de la forte dévaluation du rouble par rapport au dollar et de la hausse observée des cours internationaux de

pétrole. La taxe sur les exportations est de nature régressive dans la mesure où elle prend la forme d'une taxe fixe sur le volume de pétrole et de produits pétroliers exporté par les compagnies. Néanmoins, dès 2000, les autorités s'efforcent d'atténuer ce caractère régressif par le biais d'une indexation du niveau de la taxe sur les cours internationaux du pétrole.

Ainsi, au regard des principales taxes définies durant les années 1992-1993, transparaît la volonté des autorités de définir un régime fiscal hybride afin d'encadrer les opérations de l'amont pétrolier. Cela s'entend au sens où il est recherché une certaine neutralité des principaux outils fiscaux par le biais d'une indexation des taxes sur l'évolution des cours internationaux, d'une part, et, d'autre part, par le biais d'une différenciation du niveau de ces taxes eu égard aux différences de coûts de production des gisements.

2.3.3. La loi sur les accords de partage de production

En 1995, l'adoption de la loi sur les APP (Loi fédérale N° 225-FZ du 30/12/1995) met en place un dispositif juridique alternatif aux licences pour encadrer la transaction entre les autorités et les compagnies privées. Deux éléments distinguent le cadre juridique des APP de celui des licences. Tout d'abord, les APP sont signés sous l'égide du droit civil, contrairement aux licences qui sont des permis administratifs (Moss-Cordero, 1998 et 2000). Ensuite, les dispositions sur lesquelles s'accordent, au cas par cas, les deux parties prenantes, se substituent aux conditions définies par la loi sur les sous-sols et au régime fiscal général (Skynner, 2005 : 139-140). Les modalités de répartition de la rente s'organisent autour des mécanismes du *cost oil* et du *profit oil* (Konoplianik, 2003a et 2003b). D'ordinaire, les travaux de juristes qui s'inscrivent dans la logique de dépolitisation des contrats pétroliers mettent en avant l'idée selon laquelle cette double spécificité est plus à même de stabiliser les anticipations des compagnies vis-à-vis du comportement de l'Etat (Moss-Cordero, 1998). Cela tient, d'une part, à l'égalité juridique entre les deux partenaires induite par la signature de contrats de droits privés et, d'autre part, au fait que les dispositions des APP, notamment celles cruciales relatives à la fiscalité, ne sont pas soumises aux évolutions de la législation générale.

La loi est adoptée en décembre 1995, et une constatation s'impose néanmoins rapidement : seuls trois APP signés en 1995 sont aujourd'hui en vigueur en Russie (cf. Encadré 2.1). Ainsi, le régime juridique contractuel d'ouverture des APP n'a pas constitué un élément saillant de la structure de gouvernance libérale en Russie.

Encadré 2.1 : Les trois accords de partage de production signés par les compagnies pétrolières en Russie au milieu des années 1990

- 1- **Sakhaline I** : Signé en avril 1995, cet accord d'une durée légale de 40 ans concerne trois champs situés au Nord de l'île de Sakhaline : Chayvo, Oduptu et Arkutum-Dagi dont les réserves estimées s'élèvent à 2,3 milliards de barils de pétrole et 485 milliards de mètres cube de gaz. Cet APP est opéré par Exxon qui détient 30 % des parts du consortium. Le reste est réparti entre Rosneft (20 %), la compagnie indienne ONGC Videsh (20 %) et un consortium d'investisseurs japonais (20 %). La production de brut a débuté en octobre 2005 et, en 2007, le plateau de production envisagé de 250.000 barils/jour a été atteint.
- 2- **Sakhaline II** : Signé en 1994, l'APP portant sur le développement de deux champs *offshore* de l'île de Sakhaline (Piltun-Astoskhskoye et Lunskeye) est opéré à l'origine par Shell. Il est celui qui a connu le plus de mouvements dans la composition du capital de Sakhalin Energy Investment Corporation. A l'origine, Marathon (30 %), McDermott (20 %), Shell (20 %), Mitsui (20 %) et Mitsubishi (10 %) composent le capital de ce consortium. Un mouvement de recomposition amène le capital à être réparti de la sorte en 2000 : Shell (55 %), Mitsui (25 %) et Mitsubishi (20 %). En outre, et c'est le principal point, Sakhaline II sera l'un des exemples les plus symptomatiques de la réorganisation impulsée par l'Etat fédéral à partir de la seconde moitié des années 2000, avec l'entrée de Gazprom en tant qu'opérateur de l'APP (*cf.* chapitre 4). Les réserves estimées sont majoritairement des réserves de gaz (1,1 milliards de barils de brut et 684 milliards de mètres cube de gaz). La production pétrolière a débuté en 1999.
- 3- **Khariaga** : Cet accord est signé entre un consortium opéré par Total et les autorités russes en décembre 1995 pour une période de validité de 33 ans. Le gisement de Khariaga est situé dans le bassin de Timan-Pechora sur le territoire autonome des Nenets. Découvert durant la période soviétique, il est mis en exploitation dès 1986. Le consortium, constitué par Total (50 %), Norsk Hydro (40 %) et la compagnie pétrolière des Nenets (10 %), est en charge du développement de la partie nord du champ de Khariaga. Selon le consortium, le plateau de production devrait se fixer à un niveau de 70.000 barils/jour. La production demeure pour l'instant aux alentours de 20.000 barils/jour. Selon Total, le principal empêchement à l'augmentation de la production demeure le manque d'infrastructure de transport ; la majorité de la production devant pour l'instant être acheminée par voie maritime en direction de l'Allemagne et des Etats Baltes. En dépit de ce niveau de production, les coûts ont été recouverts et, en 2006, l'APP est entrée dans la seconde phase, durant laquelle le *Profit Oil* est réparti entre le consortium et les autorités.

Source : Krysiak (2007) , Cameron (2010 : 333-335)

CONCLUSION

Au début du processus de transition, trois éléments président aux réformes de l'industrie pétrolière russe. Le premier tient à la réorganisation des actifs existants sur une base régionale. Ce mouvement aboutit à la création de compagnies verticalement intégrées de l'exploration à la production, à l'exception notoire de l'activité de transport. Le deuxième élément primordial des réformes réside dans le programme de privatisation du capital de ces compagnies qui est initié dès la fin de l'année 1992. Sur ce point, nous pouvons identifier deux phases. La privatisation vers les *insiders* marque la première phase. La seconde s'ouvre avec le programme *loans for shares* qui permet aux oligarques de prendre le contrôle des principales compagnies pétrolières russes. Enfin, la troisième caractéristique des réformes est l'adoption de lois formelles dont l'objectif est de mettre en place un mode de coordination entre les autorités et les compagnies privées fondé sur les contrats : licences, APP, fiscalité pétrolière.

Selon la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière présentée dans le premier chapitre de notre travail, nous pouvons caractériser le mode d'organisation des opérations de l'amont pétrolier russe comme étant une structure de gouvernance pétrolière libérale. Selon les réformateurs, on peut attendre de la mise en œuvre de cette privatisation des actifs, et de ces modes de coordination, une modification de la gestion des ressources en terre par rapport à celle qui prévalait durant la période soviétique. D'une part, les nouveaux détenteurs des droits, intéressés par la maximisation de la valeur de leurs actifs sur le long terme, devraient être conduits à investir dans l'exploration. D'autre part, une régulation, fondée sur une fiscalité progressive et les licences, doit permettre aux autorités d'orienter le comportement des compagnies et de capter la rente pétrolière.

CHAPITRE 3

L'hybridation institutionnelle de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie (1992-2004)

INTRODUCTION

Deux objectifs sont attribués à ce chapitre. Le premier réside dans l'identification des « résultats » de la mise en œuvre de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie. A cet égard, l'idée principale qui est développée est celle du manque d'effectivité de cette dernière. Cela s'entend au sens où les institutions formelles constitutives de cette structure de gouvernance n'ont pas assuré leurs rôles fonctionnels dans la coordination.

En premier lieu, cette constatation vaut pour les droits de propriété privés sur les actifs et leurs fonctions de diminution de l'incertitude et d'incitation à la mise en œuvre de stratégies dont l'objectif est de maximiser la valeur des actifs. Par le biais de la privatisation rapide des actifs, l'objectif des réformateurs était d'orienter le comportement des nouveaux détenteurs des droits par le biais des incitations à la maximisation de la valeur des actifs. Intéressés par la maximisation de la valeur de leurs actifs, les nouveaux propriétaires devaient engager les restructurations ainsi que les investissements dans l'exploration nécessaires pour assurer à moyen/long terme le substrat de la production. Or, l'analyse des stratégies mises en œuvre par les nouveaux détenteurs des droits de propriété sur les actifs permet de mettre en évidence que ces incitations ont fonctionné d'une manière singulière dans l'industrie pétrolière russe. A la suite de la privatisation vers les *insiders* qui entraîne la prise de contrôle des sociétés d'exploration-production par les managers, ces derniers mettent en place des stratégies qui se caractérisent par trois éléments saillants. Le premier tient à l'absence d'investissements dans la production et dans l'exploration, dont la conséquence principale est une baisse importante de la production. Le deuxième élément réside dans l'absence de restructuration ; dans le contexte de crise économique des premières années de la transition, il est mis en place ce qu'il est convenu d'appeler des « *stratégies de survie* » de la part des *insiders* dont l'objectif consiste à maintenir un niveau minimum d'activité et de sauvegarde de l'emploi¹. Enfin, la dernière caractéristique des stratégies des dirigeants est la « *gestion pour soi-même* » [*self dealing*] (Andreff, 2003b : 236). Il s'agit principalement des comportements de récupération de la trésorerie [*cash stripping*] de la part des dirigeants².

¹ Ces « *stratégies de survie* » s'observent dans l'ensemble des secteurs de l'économie russe. Sur ce point, voir notamment Kouvaline (2012 : 136) et, pour une application aux compagnies pétrolières, Locatelli (2001 : 46).

² La même remarque que précédemment s'impose. Pour une présentation des stratégies de *cash stripping* au sein de l'industrie pétrolière, voir notamment Black *et al.* (2000 : 43-51).

Les stratégies particulières des compagnies privées russes prennent de nouvelles formes, à la suite de la concentration de la propriété aux mains des oligarques et du « tournant », dans la trajectoire de la transition russe, constitué par la crise financière de l'été 1998 (Sapir, 2001). La dévalorisation du rouble, la reprise de la croissance économique, la remonétisation progressive de l'économie ainsi que la hausse des cours internationaux du pétrole, sont autant de facteurs qui permettent d'assurer une rentabilité retrouvée de la production. Il s'ensuit, de la part des oligarques, la mise en œuvre d'investissements au sein des gisements explorés et mis en fonctionnement durant la période soviétique. Cela explique principalement l'augmentation rapide du niveau de production de brut, observée entre 1999 et 2004. Cette hausse de la production s'est néanmoins inscrite dans une logique de récupération. Cela s'entend au sens où elle a été permise par la création d'investissements spécifiques dans la récupération assistée afin d'extraire les réserves laissées en terre durant la période soviétique et les premières années du processus de transition (Dienes, 2004). Mais il serait peu exact d'en conclure à la normalisation des stratégies des compagnies russes vis-à-vis de leurs homologues occidentales. En effet, l'augmentation des investissements dans la production ne s'accompagne pas d'une évolution similaire pour les investissements dans l'exploration de nouveaux gisements, ce qui témoigne d'un désintérêt de la part des oligarques pour assurer la maximisation de la valeur de leurs actifs dans un horizon temporel de moyen/long terme. Les stratégies poursuivies par la majorité des oligarques s'inscrivent dans un horizon temporel de valorisation de leurs actifs de court terme. Cela révèle, nous semble-t-il, la faible effectivité des droits de propriété privés dans leur rôle de réduction de l'incertitude et d'incitation à la maximisation de la valeur des actifs.

En second lieu, la constatation du manque d'effectivité des institutions constitutives de la structure de gouvernance pétrolière libérale vaut également pour les contrats pétroliers. En particulier, les principales dispositions contenues dans les licences, grâce auxquelles l'Etat fédéral aurait pu être en mesure d'orienter, de guider les stratégies des compagnies pétrolières, ont montré un caractère inopérant. Il en est allé de même des dispositions fiscales qui auraient dû présider à la captation de la rente pétrolière par l'Etat et offrir à ce dernier un outil de régulation pour façonner les incitations des compagnies privées.

Le résultat principal de cette défaillance des contrats réside dans la difficulté rencontrée par les autorités fédérales pour rendre effectifs les droits de propriété publics sur les ressources en terre, pour asseoir ces droits de propriété publics en tant qu'institution hiérarchiquement première de la structure de gouvernance pétrolière libérale. Dans le contexte

russe, cette difficulté est saisissante pour deux des trois pôles identifiés précédemment afin de délimiter la zone de conflit-coopération de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier entre un Etat et des compagnies privées. En premier lieu, les autorités russes se montrent rapidement dans l'incapacité de capter la rente pétrolière. En second lieu, l'industrie pétrolière fait face à une crise d'exploration qui se manifeste par un problème de renouvellement des réserves (Moe et Kryukov, 2010). Les deux composantes principales des stratégies adoptées par les compagnies à partir de 1999, à savoir l'extraction rapide des réserves et le désintérêt pour les investissements dans l'exploration, entrent en contradiction avec les intérêts des autorités fédérales, dont l'objectif est d'assurer un renouvellement adéquat des réserves afin de garantir la production future à moyen/long terme.

Le second objectif de ce chapitre est d'avancer des éléments d'explication à ce manque d'effectivité des droits de propriété privés sur les actifs pétroliers, d'une part, et des contrats, d'autre part. Il s'agit de comprendre l'hybridation institutionnelle, qui a suivi la mise en place de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie, et qui est définie comme le « *processus largement inintentionnel à travers lequel les tentatives d'imitation et d'implantation d'une institution (...) débouchent sur une configuration originale* » (Boyer, 2003 : 191). Pour ce faire, il convient de démêler les liens complexes d'interaction entre les règles, de différentes natures et de différents niveaux, encadrant la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier, du début du processus de transition jusqu'à la première moitié des années 2000.

Au sein de la NEI, plusieurs voies de réflexion permettent une approche systémique susceptible de rendre compte de cette hybridation de la structure de gouvernance pétrolière libérale. La première voie est celle ouverte par O. Williamson (1991 ; 1996 : 111-119) lorsqu'il élargit la méthodologie de « *l'alignement discriminant* » afin d'intégrer, dans sa grille de lecture, les caractéristiques de l'environnement institutionnel d'un pays.

O. Williamson (1991), s'efforce surtout de répondre à la critique selon laquelle sa méthode ne parvient pas à rendre compte de la diversité des structures de gouvernance encadrant les transactions qui présentent les mêmes caractéristiques mais qui prennent place au sein de contextes différents. Dès lors, afin de maintenir les vertus positives et normatives de sa grille de lecture, il est nécessaire de mener l'analyse de « *l'alignement discriminant* » à un double niveau : l'alignement entre les caractéristiques de la transaction et les structures de gouvernance, d'une part, puis l'alignement de la structure de gouvernance avec l'environnement institutionnel, d'autre part.

Selon C. Ménard, on touche ici à « *l'idée devenue centrale dans le programme néo-institutionnel [selon laquelle] il existe une variété importante de modes organisationnels alternatifs [entendus de la même manière que les structures de gouvernance], entre lesquels se font d'incessants arbitrages, arbitrages où jouent à la fois les règles de l'environnement institutionnel et les caractéristiques internes propres à ces modes d'organisation* » (Ménard, 2003 : 114)³. Au sein des travaux qui s'inscrivent dans le cadre de l'ECT, et qui visent à mener à bien cet élargissement de la méthodologie de « *l'alignement discriminant* »⁴, la principale variable d'impact de l'environnement institutionnel sur les structures de gouvernance tient au fait que les différentes règles, formelles et informelles, ainsi que les mécanismes permettant d'assurer leur exécution, participent à façonner la nature et l'ampleur des problèmes de coordination de la transaction. O. Williamson souligne ainsi qu'il convient de traiter « *l'environnement institutionnel comme des paramètres dont les changements modifient les coûts de gouvernance* » (Williamson, 1996 : 112). Cela tient tout d'abord à l'impact des règles formelles et informelles sur le comportement des parties prenantes à la transaction. A cet égard, il faut essentiellement prendre compte la structure incitative induite par les droits de propriété sur les actifs. Cela tient ensuite à la capacité plus ou moins grande des institutions juridiques et administratives des Etats à assurer l'exécution des droits de propriété et des contrats négociés entre les parties prenantes. Au côté des perturbations innocentes et de l'incertitude stratégique, ou comportementale, sur lesquelles O. Williamson (1984 : 202-203) insiste dès l'origine, il faut intégrer dans l'analyse « l'incertitude institutionnelle ». Cette dernière provient du manque de crédibilité des institutions susceptibles d'assurer l'exécution, la mise en œuvre effective des droits de propriété et des contrats.

Ainsi, les travaux récents de l'ECT soulignent que chaque mode de coordination doit être aligné avec les spécificités de l'environnement institutionnel. S'ouvre ainsi un champ de

³ Dans le même ordre d'idée, E. Brousseau et J-M. Glachant rappellent dans leur synthèse de l'économie des contrats que des « *progrès significatifs sont attendus d'une meilleure compréhension des effets des cadres institutionnels sur les choix des contrats* » (Brousseau et Glachant, 2002 : 29).

⁴ Pour une présentation synthétique de la méthodologie qui sous-tend l'élargissement de la grille de lecture des structures de gouvernance afin de prendre en considération l'environnement institutionnel d'un pays, voir Saussier et Yvrande-Billion (2007 : 85-94) et Ménard (2010). Cette méthodologie est parfaitement illustrée par les travaux de B. Levy et P. Spiller. Ces auteurs analysent, dans une perspective comparative, les différentes structures de gouvernance encadrant l'ouverture aux opérateurs privés du secteur des télécommunications. Ils soulignent que les institutions politiques et sociales affectent aussi bien la capacité d'engagement crédible de l'Etat, et par voie de conséquence les problèmes de coordination auxquels les structures de gouvernance doivent répondre, que la faisabilité de mise en application des différents outils contractuels visant à inciter les opérateurs à investir et permettre une amélioration de l'efficacité opérationnelle (Levy et Spiller ; 1994 et 1996).

réflexion sur la gouvernance multi-niveaux (Brousseau, 2008). Une transaction est encadrée par des règles de niveaux différents, qu'il convient d'appréhender de manière systémique afin de comprendre la diversité des structures de gouvernance et la faisabilité de mise en œuvre de telle ou telle structure de gouvernance. De plus, les composantes de l'environnement institutionnel qui sont habituellement prises en compte dans les travaux de l'ECT sont relatives aux mécanismes permettant l'exécution des contrats et des droits de propriété.

La seconde voie que nous pouvons emprunter pour mener l'analyse de l'hybridation institutionnelle, qui suit l'introduction de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie, est celle ouverte par D. North. Comparativement à l'approche statique qui sous-tend les travaux d'O. Williamson, cet auteur axe sa réflexion sur la compréhension des mécanismes qui président au changement institutionnel⁵. Il étudie principalement les liens d'interaction, dans une perspective dynamique, entre les règles de différentes natures – ces dernières pouvant être formelles (constitution, lois, contrats and régulation) ou informelles (conventions, normes de comportements internalisées, habitudes de penser et d'agir)⁶ –, les mécanismes permettant leur mise en application et, enfin, les systèmes de croyances des individus.

Concernant ce dernier point, l'approche cognitive des institutions développée par D. North (2005b), en coopération avec A. Denzau (North et Denzau, 1994) ou, plus récemment, avec J. Wallis et B. Weingast (North *et al.*, 2010), met l'accent sur le système de croyances partagées par les individus qui interagissent afin d'aborder les problématiques institutionnelles : l'émergence des institutions, leur plus ou moins grande capacité à influencer le comportement des individus, leurs interactions au sein d'un arrangement global, ainsi que leur évolution⁷. Cet accent mis sur les croyances se réalise, en parallèle, dans un dialogue avec les travaux de M. Aoki (2006) et A. Greif (2005 ; 2004 ; 1998) qui insistent sur l'importance de la dimension cognitive des institutions et recourent à la théorie des jeux afin

⁵ Pour une mise en regard du travail et de la compatibilité des deux auteurs principaux de la NEI, voir notamment Chabaud *et al.* (2004).

⁶ Les contraintes informelles, non écrites, qui structurent les interactions humaines sont de plusieurs ordres. Selon D. North, ce sont « *les conventions qui évoluent en tant que solutions à des problèmes de coordination que toutes les parties sont intéressées à voir maintenues (...), les normes de comportements reconnues être des standards de conduites (...), et les codes de conduites auto-imposés (tels les standards d'intégrité ou d'honnêteté)* » (North, 1997 : 4-5).

⁷ Pour une présentation de l'évolution de l'analyse northienne des institutions, voir Vanderberg (2002), Chabaud *et al.* (2005), Dutraive (2009), Prévost (2010) ainsi que Ménard et Shirley (2011).

de traiter des problématiques institutionnelles⁸. De la même manière que les institutions informelles, les croyances peuvent utilement être subdivisées en deux groupes distincts. Tout d'abord, il s'agit des croyances causales « *qui établissent les relations de cause à effet entre les actions et leurs résultats* » (North *et al.*, 2010 : 56). Elles renvoient aux « *croyances internalisées* » mises en évidence par A. Greif (2004 : 11). Ces dernières sont construites historiquement sur la base de schémas mentaux que les membres d'une société, dont la rationalité est limitée et qui sont confrontés à un environnement incertain, développent afin de déchiffrer cet environnement, d'une part, et fonder leurs perceptions normatives vis-à-vis des règles, d'autre part. Dans le premier sens, le système de croyances constitue une « *représentation interne* » (North, 2005b : 75) et le cadre institutionnel « *la manifestation externe de celle-ci* » (North, 2005b ; 75), dont l'objectif est de réduire l'incertitude ou de produire le résultat désiré. Dans le dernier sens, les schémas mentaux peuvent donner lieu à des « *idéologies* » (Denzau et North, 1994) susceptibles, en retour, d'impacter le respect des règles de la part des individus (Vanberberg, 2002 : 224). Ensuite, il s'agit des « *croyances comportementales* » (Greif, 2004 : 10 ; North *et al.*, 2010 : 57), c'est-à-dire les croyances des individus qui sont relatives aux comportements définis par autrui, dans diverses circonstances, et en réponse à leurs propres comportements⁹.

Comme le souligne B. Chavance, le côté syncrétique de l'analyse du changement institutionnel chez D. North rend le travail de cet auteur quelquefois complexe, « *ce qui réduit parfois sa cohérence* » (Chavance, 2007 : 68). Néanmoins, une telle approche systémique pour comprendre l'hybridation de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie, et pour appréhender les différences entre les comportements escomptés et les comportements observés, permet d'intégrer dans l'analyse les phénomènes de dépendance au chemin [*path dependence*]. Au sein de la littérature portant sur le changement institutionnel en général, et

⁸ Pour une mise en perspective des travaux d'A. Greif et de D. North, voir North *et al.* (2011 : 58 et 393-394). Rappelons qu'A. Greif (2004) développe une approche systémique des institutions regroupant règles, croyances et organisation qui, ensemble, participent à guider les comportements. Il recourt à la théorie des jeux pour introduire l'idée de l'équilibre auto-exécutoire constitué par les règles, les croyances et les comportements. Pour une synthèse, voir Nye (2008 : 74-78).

⁹ Les croyances comportementales sur lesquelles s'arrêtent D. North *et al.* (2010) dans leur analyse systémique des différents « ordres sociaux » sont plus larges que celles qui sont prises en considération par A. Greif ou A. Aoki. Ces derniers, dans leurs approches en termes de théorie des jeux, s'intéressent essentiellement aux croyances comportementales qui se développent de manière endogène lors de l'interaction des individus. Quant à D. North *et al.*, ils élargissent la perspective pour s'intéresser aux croyances comme celle en l'égalité. Selon leur terminologie : « [comparativement à A. Greif], nous envisageons les croyances, dans un sens à la fois plus large et général et moins rigoureux, comme résultat d'organisations culturelles, éducatives et religieuses, et non pas dans un sens restreint, comme étayées directement par le modelage d'un sous-ensemble d'interactions sociales » (North *et al.*, 2010 : 58).

celle portant plus spécifiquement sur la transition, la dépendance des trajectoires par rapport au chemin suivi est analysée selon deux angles principaux.

Dans un premier temps, il s'agit de comprendre ce que l'on peut qualifier de présence du passé dans le présent, c'est-à-dire la persistance de certains modes de comportement et de coordination s'apparentant à ceux de la période soviétique, suivant ainsi l'assertion de l'historien M. Lewin selon qui : « *Déterminer ce qui a réellement changé et ce qui a perduré est une question centrale lorsqu'on écrit l'histoire de ce pays [la Russie]* » (Lewin, 2003 : 22). Dans cette optique, il s'agit de percevoir comment le neuf s'est articulé à l'ancien. Selon la terminologie de M. Dobry, il s'agit de saisir comment « *l'imposition volontariste d'une économie de marché se heurte nécessairement aux recombinaisons des formes issues du passé* » (Dobry, 2000 : 601). A cet égard, de nombreux travaux structurent l'analyse autour de l'idée de différence dans l'horizon temporel ainsi que dans les mécanismes qui président au changement des règles de différentes natures (Roland, 2004). Ainsi, les règles formelles peuvent être changées de manière rapide et intentionnelle. Quant aux contraintes informelles qui agissent sur les interactions sociales, elles montrent un caractère plus inertiel et évoluent de manière spontanée. Elles sont alors appréhendées comme « *des sources importantes de continuité dans le changement sociétal de long terme* » (North, 1990 : 37). Il est intéressant alors de percevoir comment ces différentes règles ont interagi, dans un sens de conflictualité, de complémentarité ou de substituabilité (Chavance, 2008 ; Goldschmidt et Zweyrnert, 2006 ; Nee, 1998). La prise en compte de ces interactions amène à considérer que l'impact d'un changement de règles formelles sur la dynamique économique, les seules susceptibles d'être modifiées intentionnellement et rapidement, ne peut être évalué qu'au regard de la manière dont ces dernières s'articulent avec les règles informelles et les mécanismes permettant leur mise en application. Selon la terminologie de D. North, « *changer seulement les règles formelles produira les résultats désirés seulement lorsque les normes informelles qui sont complémentaires à ce changement, ainsi que les mécanismes de leur mise en œuvre effective [enforcement] sont soit parfaits, ou au moins cohérents avec les règles qui ont été modifiées* » (North, 2005a : 28).

Ensuite, la seconde déclinaison de la *path dependence*, qui est au cœur de la littérature sur la transition, renvoie aux irréversibilités de trajectoire qui suivent la mise en œuvre des réformes. Dans cette optique, toujours selon M. Dobry, « *le processus de path dependence ne se situe pas tant du côté des « formes recombinaisons » et « bricolées » héritées du passé de ces sociétés que des mécanismes contraignants et conduisant progressivement au verrouillage du*

processus et à la disparition des alternatives » (Dobry, 2000 : 601-602). Ainsi, selon la terminologie de D. North (2005b : 78), la *path dependence* ne s'apparente plus à une « inertie ». Elle est « *un ensemble de contraintes imposées aux possibilités de choix du présent à cause des expériences historiques du passé* » (North, 2005b : 78). Ces contraintes orientent alors l'attention sur la problématique de la faisabilité des réformes des institutions formelles. D'une part, il s'agit de considérer le fait que « *les institutions accumulées donnent naissance à des organisations dont la survie dépend de la perpétuation desdites institutions et qui s'efforceront donc d'empêcher leur modification* » (North, 2005b : 77). D'autre part, il faut avoir à l'esprit l'importance des croyances des individus pour expliquer leurs comportements en réponse à une modification des règles formelles. Toujours selon D. North : « *l'interaction des croyances, des institutions et des organisations au sein de la structure artéfactuelle totale fait de celle-ci un facteur fondamental de la continuité d'une société* » (North, 2005b : 77). Au regard de ces deux vecteurs de *path dependence*, « *comprendre l'héritage culturel d'une société est une condition nécessaire pour engager un changement faisable* ». *On doit comprendre non seulement la structure des croyances sur laquelle reposent les institutions existantes mais aussi les marges auxquelles elles peuvent être modifiées pour rendre possible la mise en œuvre d'institutions plus productives* » (North, 2005b : 209).

L'analyse de l'hybridation de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie, centrée essentiellement sur la mise en évidence de la coévolution des règles de différentes natures et de différents niveaux, permet d'avancer l'idée de l'incohérence institutionnelle de cette structure de gouvernance. Cette incohérence recouvre deux éléments. Le premier concerne le mauvais alignement entre la structure de gouvernance et l'environnement institutionnel au début du processus de transition. La privatisation des actifs pétroliers au sein d'un environnement institutionnel marqué par l'absence de la *rule of law*, c'est-à-dire au sein d'un environnement qui ne peut permettre la complétude et la sécurisation des droits de propriété sur les actifs, a suscité chez les détenteurs des droits des stratégies de court terme. Cela a conduit à exacerber les problèmes de coordination liés à la transaction entre l'Etat et les compagnies privées. En outre, les capacités administratives de l'Etat russe se sont révélées insuffisantes pour assurer l'exécution des contrats, en particulier les dispositions fiscales et les licences. En raison du déficit informationnel rencontré par les autorités fédérales vis-à-vis des compagnies pétrolières, ces dernières ont pu développer des stratégies d'évasion fiscale à grande échelle. En outre, ce déficit informationnel rend caduque toute régulation par les

dispositions intégrées au sein des licences. Les contrats n'ont pu ainsi jouer leur rôle fonctionnel de coordination. Au contraire, leur ineffectivité a contribué à renforcer l'incertitude institutionnelle à laquelle sont confrontées les compagnies et à orienter les stratégies des compagnies russes dans un horizon temporel de court terme.

Le second élément qui permet d'avancer l'idée de l'incohérence de la structure de gouvernance pétrolière libérale tient aux irréversibilités de trajectoire qui semblent marquer l'arrangement institutionnel encadrant la transaction entre les autorités fédérales et les compagnies privées. Ces irréversibilités de trajectoire induisent des contraintes fortes, du point de vue des autorités fédérales, afin de mettre en œuvre une réforme faisable des institutions formelles constitutives de la structure de gouvernance pétrolière libérale (meilleure sécurisation des droits de propriété privés sur les actifs et effectivité des contrats) qui serait susceptible de permettre aux autorités d'assurer l'effectivité de leurs droits de propriété sur les ressources en terre.

La privatisation des actifs dans un contexte institutionnel caractérisé par l'absence de la *rule of law*, par l'absence des institutions complémentaires permettant d'assurer la complétude et la sécurisation de ces droits, semble ainsi constituer la « *contrainte déterminante initiale* » (Sapir, 2005b : 185) de la trajectoire de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie. Le contexte institutionnel et économique de la privatisation des actifs pétroliers a façonné les incitations des nouveaux détenteurs des droits de propriété vers des comportements particuliers qui témoignent d'un mélange d'adaptation opportuniste de la part des directeurs des entreprises avec un recours à des habitudes comportementales héritées de la période soviétique. A la suite de la prise de contrôle par les oligarques, la modification de leurs stratégies témoignent de l'horizon temporel de court terme au sein duquel ils valorisent leurs actifs. (Section 1). Prenant acte de ce manque d'effectivité des droits de propriété privés sur les actifs, il est possible d'affiner les contours de la zone de conflit-coopération qui structure la transaction entre les autorités et les compagnies. A cet égard, du point de vue des autorités, la crise d'exploration constitue l'aspect le plus problématique des stratégies de gestion des ressources en terre adoptées par les compagnies. Et les contrats demeurent défaillants, dans le contexte russe, pour permettre aux autorités d'orienter le comportement des compagnies, de façonner leurs incitations, afin qu'elles investissent dans l'exploration (Section 2).

SECTION 1. LE MANQUE D'EFFECTIVITE DES DROITS DE PROPRIETE PRIVES SUR LES ACTIFS PETROLIERS EN RUSSIE

Cette première section s'attache à cerner les raisons pour lesquelles les droits de propriété n'ont pas assuré leurs rôles fonctionnels de diminution de l'incertitude et d'incitation aux comportements visant la maximisation de la valeur des actifs dans l'industrie pétrolière russe. Ce manque d'effectivité des droits de propriété privés transparaît dans la gestion particulière des actifs et des ressources en terre qui a été mise en œuvre par les nouveaux détenteurs de ces droits de contrôle à la suite du programme de privatisation. En particulier, il est mis en évidence que les stratégies définies par les oligarques lors de leur prise de contrôle des actifs pétroliers s'inscrivent dans un horizon de valorisation des actifs de court terme (1.1).

Afin d'apporter des éléments d'explication aux résultats particuliers induits par la privatisation des actifs en Russie, il paraît pertinent d'analyser la manière dont les règles formelles des droits de propriété ont interagi avec les mécanismes de leur mise en application ainsi qu'avec les règles informelles. Cette perspective systémique et dynamique met au premier rang des explications l'absence des institutions complémentaires nécessaires pour assurer la complétude et la sécurisation de ces droits au moment où est engagé le programme de privatisation. Rappelons que, selon G. Roland, il s'agit de l'une des leçons principales de la première décennie de la transition : « *Si l'expérience de la transition a montré une chose, c'est que les politiques de libéralisation, de stabilisation et de privatisation, si elles ne s'appuient pas sur des institutions adéquates, ne peuvent pas délivrer des résultats positifs* » (Roland, 2000 : xix). Dans le même ordre d'idée, J. Stiglitz souligne, dans un article à vocation synthétique sur les enseignements de la première décennie de la transition, que « *si la privatisation est conduite d'une manière qui est perçue de manière illégitime et au sein d'un environnement caractérisé par une absence des infrastructures institutionnelles nécessaires, les perspectives de long terme d'une économie de marché peuvent alors être ébranlées [undermined]* » (Stiglitz, 1999 : 132). J. Stiglitz prolonge ainsi l'argument de G. Roland : le transfert des droits de propriété dans l'environnement institutionnel russe a façonné les incitations des détenteurs des droits dans un horizon temporel de court terme. Ce faisant, les nouveaux détenteurs des droits ont trouvé un intérêt à entretenir une situation d'incertitude de ces droits afin de mener à bien leurs stratégies d'*asset* et de *cash stripping*. Cela permet d'avancer le premier argument soutenant l'idée de l'incohérence institutionnelle de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie : la privatisation des actifs

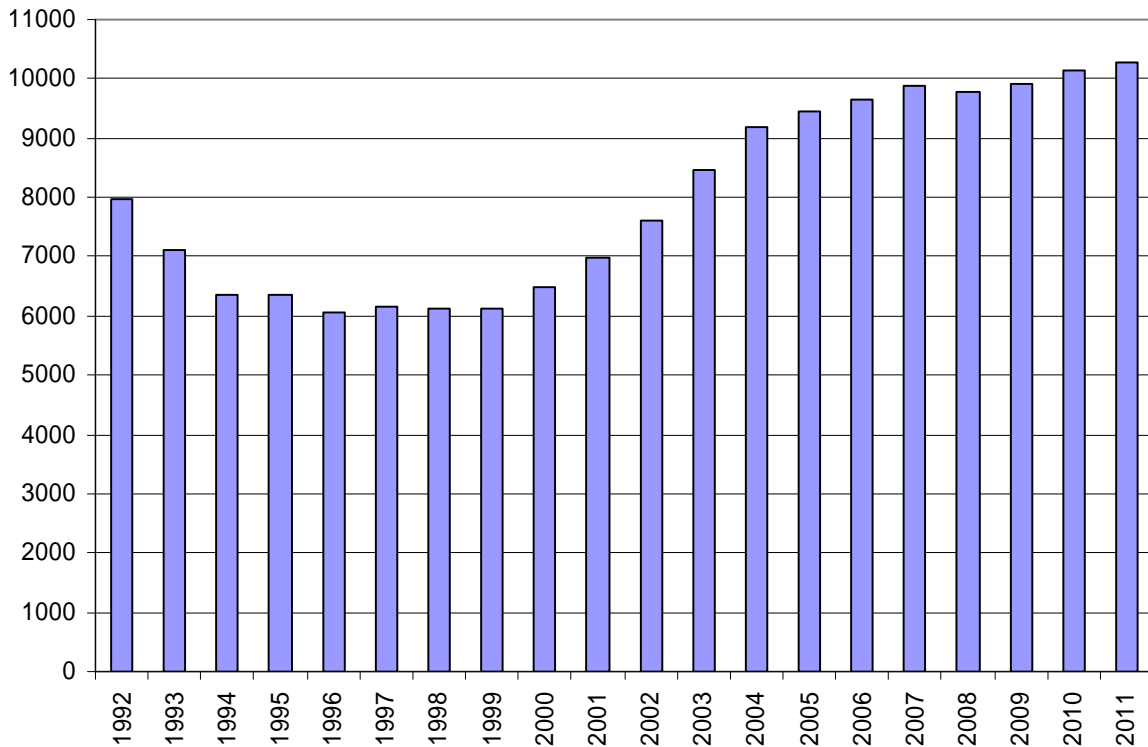
pétroliers a induit certaines irréversibilités de trajectoires ne permettant pas d'assurer la complétude et la sécurisation des droits de propriété privés sur les actifs (1.2).

1.1. La gestion des actifs et des ressources en terre mise en œuvre par les compagnies pétrolières russes dans le cadre de la structure de gouvernance pétrolière libérale

L'observation de l'évolution de la production pétrolière russe, depuis le début du processus de transition, permet de délimiter quatre périodes bien distinctes (*cf.* Graphique 3.1). La première correspond à la phase de privatisation vers les *insiders*. Les premières années sont marquées par une diminution importante de la production de brut. La tendance baissière, qui a commencé à la fin de la période soviétique, se renforce. La production en vient à se situer à un niveau de 6 Mb/j en 1996, contre 7,9 Mb/j en 1992. Cette crise de l'industrie pétrolière témoigne du fait que la privatisation vers les *insiders* n'a pas permis une restructuration de l'industrie pétrolière d'une grande ampleur et n'a pas incité les nouveaux détenteurs des droits à engager des investissements dans la production et l'exploration. La troisième période court de 1999 à 2004. Elle se caractérise par un taux de croissance très élevé. Le niveau de production passe de 6,1 Mb/j à 9, 2 Mb/j, soit une augmentation de près de 50 %. Enfin, une décélération forte du taux de croissance marque la dernière période qui s'ouvre en 2005. Cette tendance se confirme en 2008, année qui voit une baisse absolue du niveau de production. Depuis lors, la hausse annuelle de la production demeure faible.

La deuxième période court de 1996 à 1998. Nous observons une stabilisation de la production aux alentours de 6 M b/j. Il s'agit de la phase de consolidation par les oligarques du droit de contrôle et du droit au revenu des holdings pétrolières. La troisième période court de 1999 à 2004. Elle se caractérise par un taux de croissance très élevé. Le niveau de production passe de 6,1 Mb/j à 9, 2 Mb/j, soit une augmentation de près de 50 %. L'étude des facteurs qui président à cette augmentation de la production permet de mettre en évidence qu'il s'agit d'une logique de récupération. Elle témoigne de l'horizon temporel de très court terme au sein duquel les oligarques valorisent leurs actifs. Enfin, une décélération forte du taux de croissance marque la dernière période qui s'ouvre en 2005. Cette tendance se confirme en 2008, année qui voit une baisse absolue du niveau de production. Depuis lors, la hausse annuelle de la production demeure faible.

Graphique 3.1 : L'évolution de la production pétrolière de la Fédération de Russie (en milliers de barils par jour)



Source : BP (2012)

1.1.1. La crise de l'industrie pétrolière russe (1992-1998)

Les facteurs de la crise, à laquelle est confrontée l'industrie pétrolière durant les années 1990, et dont la manifestation la plus évidente réside dans la baisse importante de la production, sont nombreux. Cette crise tient à la fois à l'héritage de la gestion déséquilibrée des ressources dans le cadre soviétique, d'une part, et au choix réalisé par les détenteurs des droits de contrôle de ne pas investir de manière productive, d'autre part. Aux comportements de « création de richesse » s'est substitué ce qu'il est convenu d'appeler des stratégies de prédation d'actifs et d'extraction de liquidité (*cash et asset stripping*) [Black *et al.*, 2000 ; Hare et Muravyev, 2002].

Le processus de privatisation-réorganisation de l'industrie pétrolière s'accompagne du transfert automatique des licences concernant les gisements en production aux mains des holdings regroupant les anciennes associations de production, transformées en sociétés de production, opérant ces gisements. La gestion de cet héritage va se révéler délicate pour les nouveaux acteurs de l'industrie pétrolière russe. Les gisements géants de Sibérie occidentale et de la province Volga-Oural paraissent, en effet, avoir atteint un niveau de maturité certain que révèlent les niveaux de déplétion des principaux gisements, tels qu'ils sont évalués à la

fin des années 1980 et au début des années 1990 (Dienes *et al.*, 1994 : 41 ; Grace, 2005 : 38). Les indicateurs opérationnels attestent de cette entrée dans la phase de maturité. Ils témoignent également des incidences négatives causées par la gestion par campagne décrite dans le chapitre précédent (*cf.* Chapitre 2). Ainsi, les holdings pétrolières russes héritent-elles de gisements où les coûts marginaux de production sont en augmentation. En outre, la production journalière des puits en production est entrée dans une phase de baisse importante (*cf.* Tableau 3.1). L'ampleur de cette baisse est pour partie imputable aux techniques d'extraction particulières mises en œuvre durant la période soviétique, telles que l'injection d'eau dès le début du processus d'extraction. Enfin, dernier indicateur caractéristique de l'industrie pétrolière russe au début des années 1990, le nombre de puits fermés est en augmentation (*cf.* Tableau 3.2).

Tableau 3.1 : Le déclin des indicateurs de performance des gisements de Sibérie occidentale (1970-1985)

Année	Productivité des puits mis en production (tonnes/jour)	Coût d'augmentation de la capacité productive d'une tonne de pétrole/an (1970 = 100)
1970	111,8	100
1975	148,7	Nd
1980	66,2	150.0
1985	39	345.0

Source : Gustafson (1989 : 103).

Rompre avec cette dynamique caractéristique de l'industrie pétrolière nécessitait la mise en place d'investissements considérables pour l'entretien et la réhabilitation des puits ainsi que pour la modernisation des techniques d'extraction. Avec l'arrêt du mode de financement centralisé par dotation budgétaire des investissements, il devenait nécessaire d'assurer un mode de financement décentralisé des investissements, au niveau des holdings pétrolières nées des réformes.

Durant la première moitié de la décennie 1990, la privatisation vers les *insiders* n'a pas permis la mise en place d'un schéma décentralisé de financement des investissements. Au contraire, la tendance à la baisse des investissements au sein des gisements en production se poursuit (*cf.* Tableau 3.3). Cette baisse constitue la raison principale de la poursuite du déclin de la production jusqu'en 1996. En effet, il s'en est suivi une augmentation importante du nombre de puits fermés ainsi qu'une baisse constante de la production journalière des puits (*cf.* Tableau 3.2 et Tableau 3.4).

Tableau 3.2 : Evolution du nombre de puits fermés dans l'industrie pétrolière russe entre 1988 et 1996 (en % du nombre total de puits)

1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
3,3	4,2	7,1	9,6	15,4	15,0	27,9	27,7	26,3

Source : Locatelli (1998 : 165).

Tableau 3.3 : Evolution des investissements dans l'industrie pétrolière russe entre 1991 et 1994

	1991	1992	1993	1994
Investissement (en milliards de roubles 1991)	17,3	15,8	12,9	7,7

Source : Bobylev (1995 : 4).

Tableau 3.4 : Evolution de la productivité moyenne des puits entre 1985 et 1995

	1985	1991	1992	1993	1994	1995
En tonnes par jour	18,5	10,1	8,9	8,0	7,6	7,3

Source : Locatelli (1998 : 167).

L'absence d'investissements dans l'exploration et dans l'entretien des gisements déjà en production constitue ainsi la première caractéristique des stratégies définies par les nouveaux acteurs de l'industrie pétrolière russe. La deuxième de ces caractéristiques est l'absence observée de restructuration. Cette absence de restructurations, qu'il s'agisse de restructurations défensives ou stratégiques, caractérise l'ensemble des secteurs de l'économie russe¹⁰. Dans le cas de l'industrie pétrolière, deux indicateurs principaux montrent cette absence de restructuration (Finon et Locatelli, 2003). Tout d'abord, en dépit de la baisse de la production, aucune des sociétés d'exploration et de production n'est déclarée en faillite. Ensuite, les indicateurs de productivité attestent également l'absence de restructuration de la part des holdings pétrolières. Outre la baisse de productivité des puits, cette absence de restructuration se manifeste également dans les stratégies de maintien de l'emploi au sein des

¹⁰ W. Andreff distingue les restructurations défensives des restructurations actives/stratégiques pour évaluer les résultats des privatisations au sein des pays en transition. Les premières se bornent à « dégraisser » les sureffectifs et à réhabiliter la capacité de production existante des firmes. Les secondes nécessitent des investissements importants pour, par exemple, « l'introduction de nouveaux produits, de nouveaux processus de production, de nouvelles technologies ». Aucune des deux ne s'observe lors de la première phase de privatisation de l'industrie pétrolière russe (Andreff, 2003b : 225-229).

firmes. Cet objectif s'est substitué à celui de recherche de la maximisation du profit et ce, dans l'ensemble des secteurs de l'économie russe (Sapir, 1996 : 67).

Enfin, la troisième caractéristique des stratégies des dirigeants tient à leur comportement de « *démembrement d'actifs* » [*asset stripping*] (Stiglitz, 2000 : 40) et de « *récupération de la trésorerie* » [*cash stripping*]. Par prédation d'actifs, il est entendu la stratégie par laquelle les dirigeants tendent à acquérir des actifs afin d'accroître le montant des réserves, et donc des capacités de production, mais sans s'engager dans les investissements de production et d'exploration. L'arbitrage entre les différents moyens de renouvellement des réserves se pose à toutes les compagnies pétrolières (*cf.* Chapitre 1). Néanmoins, dans le contexte russe, ces stratégies se sont réalisées par le biais de moyens tout à fait détournés, en particulier le contournement de la loi sur les faillites. En effet, notons d'ores et déjà que cette loi a été dévoyée par les dirigeants des compagnies russes afin d'acquérir des sociétés de production susceptibles de maintenir un certain niveau de production (*cf. infra*). Quant aux stratégies de prédation de liquidité, elles renvoient au détournement, de la part des dirigeants, du *cash flow* des sociétés d'exploration et de production. Ce comportement s'est matérialisé par la généralisation des schémas de transfert de prix. Durant la phase de privatisation vers les *insiders*, des mécanismes externes de transfert des prix ont prédominé. Ils ont consisté à centraliser les liquidités des différentes sociétés de production vers des entités *offshore*, contrôlées par les dirigeants et les actionnaires (Iji, 2003 : 18).

1.1.2. La modification des stratégies de gestion de la ressource et des actifs à la suite de la prise de contrôle effective des oligarques (1999-2004)

A la suite du transfert de la propriété vers les oligarques et du mouvement de consolidation par ces derniers de leurs droits de contrôle et de leurs droits au profit permis par l'intégration effective de leurs filiales, une rupture dans les stratégies des compagnies pétrolières peut s'observer. Ces dernières semblent indéniablement guidées par un objectif de maximisation de la valeur des actifs. A titre d'exemple, Y. Iji (2003) caractérise ainsi le changement de stratégie opéré par M. Khodorkovsky dans la gestion de Yukos à partir de 1999 : « *Ayant établi un contrôle efficace sur sa holding, par l'établissement d'un contrôle sur le revenu, et fait aboutir le processus d'intégration verticale du capital [il est observé] une nouvelle focalisation sur la maximisation de la valeur* » (Iji, 2003 : 30).

La période de forte augmentation de la production initiée en 1999 révèle la modification des stratégies des compagnies pétrolières russes. Elle témoigne également de la rentabilité retrouvée des investissements dans la production. Cela est rendu possible par la

hausse des cours internationaux du pétrole au premier trimestre 1999, ainsi que par la dévaluation du rouble par rapport au dollar, à la suite de la crise financière d'août 1998. De par leurs effets positifs directs sur les profits, ces deux évolutions permettent aux holdings pétrolières russes de reconstituer une capacité financière suffisante pour entreprendre des investissements¹¹. Dans le même temps, Yukos, TNK et Sibneft engagent des efforts pour se restructurer. Ces compagnies décident de rationaliser leurs effectifs, d'abandonner pour partie les investissements dans les infrastructures publiques, de restructurer les holdings, grâce à la fermeture de plusieurs de leurs filiales et à l'externalisation de certaines activités. Il en a résulté une baisse des coûts de production, ce qui a participé à la rentabilité retrouvée de la production¹². C'est l'ensemble de ces dynamiques qui conduit W. Thompson à taxer de positive « *l'anomalie* » (Thompson, 2008 : 7) organisationnelle de l'industrie pétrolière russe. D'autres auteurs évoquent le « *brillant succès* » (Aron, 2006 : 5) de la privatisation de l'industrie pétrolière russe. Néanmoins, l'étude des facteurs qui expliquent la hausse de la production entre 1999 et 2004 montre qu'il s'agit, essentiellement, d'une logique de récupération résultant d'investissements spécifiques de réhabilitation des puits au sein des gisements en production. Les investissements dans l'exploration de nouveaux gisements, quant à eux, demeurent quasi nuls. Cela témoigne de l'horizon temporel de court terme dans lequel s'inscrivent les oligarques pour valoriser leurs actifs.

– *Les facteurs du redressement de la production pétrolière*

Afin de maximiser la valeur de leurs actifs, les holdings pétrolières russes vont focaliser leurs investissements sur les gisements géants de Sibérie occidentale et de la région Volga-Oural. Ces investissements vont permettre, tout à la fois, la réhabilitation des puits et une amélioration des techniques de récupération assistée, notamment par la généralisation des forages horizontaux¹³. Là réside le cœur du redressement de la production observé à partir de 1999. Selon, l'Agence internationale de l'énergie, « *la quasi-totalité de la hausse récente de*

¹¹ La dévaluation a permis la baisse relative, par rapport au prix de vente du brut, des coûts et de l'ensemble des taxes libellés en rouble. L'Agence internationale de l'énergie souligne ainsi que Lukoil a vu ses coûts de production diminuer de 7,5 \$ par baril en 1997 à 2,5 \$ à la suite de la dévaluation. Selon les estimations de J. Grace, alors que les compagnies russes subissaient une perte de 5 \$ par baril produit en 1998, un profit marginal de 2 \$ leur revenait en 1999 (Grace, 2005 : 82).

¹² Il est estimé qu'en 2002, les coûts de production de Sibneft et de Yukos s'établissaient à 1,70 \$ par baril et à 2,46 \$ pour TNK (Nygaard 2003 : 300).

¹³ Dès l'année 2000, le pourcentage des puits fermés, dans le total du nombre de puits, diminue à un niveau de 18% (IEA, 2002 : 74).

la production provient de zones déjà établies en Sibérie occidentale et dans la région Volga-Oural » (IEA, 2004 : 107-108).

Les analyses menées par L. Dienes (2004), M. Sagers (2006a), J. Grace (2005) ou Y. Matthieu (2004) amènent à préciser cette prise de position. La méthodologie utilisée par ces auteurs est d'opérer une distinction entre l'ancien pétrole, d'une part, et le nouveau pétrole, d'autre part. L'ancien pétrole est constitué des réserves de brut laissées en terre au sein des gisements explorés et mis en production durant la période soviétique. Deux particularités de l'industrie pétrolière russe, qui ont déjà été abordées dans l'analyse, font que ce pétrole ancien disponible constitue une source importante pour la production incrémentale : les techniques défaillantes de production durant les années soviétiques, ainsi que la période de crise et de fermeture des puits qui caractérise le début du processus de transition.

L. Dienes est le premier auteur à mener une telle analyse. En 2004, il estime à 400 millions de tonnes le niveau d'ancien pétrole facilement exploitable au sein des gisements. Cela le conduit à considérer que *« la grande majorité des 116 millions de tonnes d'augmentation de la production entre 1999 et 2003 provient des gisements en production durant la période soviétique »* (Dienes, 2004 : 323). Le travail de J. Grace contribue à préciser ce propos. Cet auteur identifie cinq nouveaux gisements ayant concouru à l'augmentation de la production depuis 1999¹⁴. Il évalue que ces cinq champs sont à l'origine de 35 % de la hausse de la production durant la période 1999-2002 (Grace, 2005 : 84-85). La caractérisation de « nouveau pétrole » pour la production issue de ces champs prête néanmoins à confusion. En effet, à l'exception d'un de ces gisements, Sproryshevskoye, ils ont été découverts durant la période soviétique mais non mis en production. En dépit de cette définition large de « nouveau pétrole », les évaluations réalisées par J. Grace amènent à considérer que plus de 60 % de la production incrémentale provient des gisements anciens, datant de la période soviétique. Quant à la part de la hausse de la production issue des gisements explorés et mis en production après 1991, elle est quasiment nulle. M. Sagers pousse un peu plus loin l'analyse. Ses conclusions confirment, en les renforçant, celles de J. Grace. En considérant comme « nouveau pétrole » l'huile extraite de gisements ayant été mis en production lors des cinq dernières années, la contribution de ce nouveau pétrole à l'augmentation de la production entre 1998 et 2005 tombe à 16,1 % (Sagers, 2006a : 514). Ainsi, le redressement de la production pétrolière s'appuie essentiellement sur l'extraction des réserves facilement

¹⁴ Il s'agit des gisements de Tevlin-Russinskoye (opéré par Lukoil), de Probskoye (Yukos), de Sugmutszkoye (Sibneft), de Spryshevskoye (Sibneft) et de Tyanskoye (Surgutneftegaz).

accessibles grâce à des investissements spécifiques pour la réhabilitation des puits et pour l'amélioration des techniques de récupération.

La dynamique de l'industrie pétrolière durant la période 1999-2004 tend à renforcer le poids relatif des holdings privatisées verticalement intégrées. Ce sont ces dernières qui contribuent le plus à la hausse de la production (*cf.* Tableau 3.5). Youkos, Sibneft et TNK constituent, tout à la fois, les holdings connaissant la plus forte croissance de production et celles pour lesquelles la part relative du « nouveau pétrole » semble être la moins élevée. Afin d'augmenter la production au sein des gisements de Sibérie occidentale et de la Volga-Oural, elles se sont associées aux sociétés parapétrolières occidentales, Halliburton et Schlumberger. En outre, elles ont engagé des restructurations, notamment en termes de niveau d'emploi, afin de permettre la diminution de leurs coûts de production. Lukoil et Surgutneftegaz ont également augmenté fortement leur niveau de production, sans pour cela externaliser les activités d'extraction à des sociétés parapétrolières¹⁵. Néanmoins, la part relative du « nouveau pétrole » est plus importante, notamment pour Surgutneftegaz¹⁶. Enfin, les restructurations ont été de moindre ampleur que celles engagées par Yukos, Sibneft et TNK (Nygaard, 2003 : 304-329).

¹⁵ Pour une analyse détaillée des différences de stratégie quant à la question de l'externalisation et de l'importance des accords entre les sociétés parapétrolières et Lukoil, d'une part, et Yukos ainsi que Sibneft, d'autre part, voir Henderson et Radosevic (2003).

¹⁶ Selon les estimations de L. Dienes, Surgutneftegas contribue, pour l'année 2000, à hauteur de 44 % de la production totale de nouveau pétrole (Dienes, 2004 : 322).

Tableau 3.5 : Production par compagnie durant la phase de récupération de l'industrie pétrolière russe entre 1999 et-2004 (en milliers de tonnes par an)

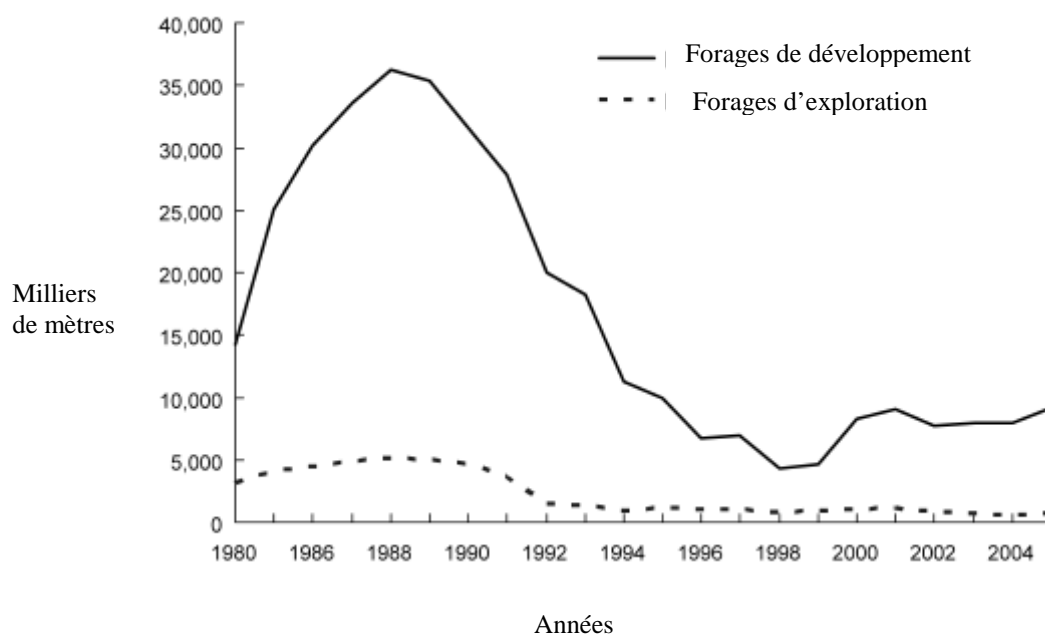
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Variation en % (1998-2004)
Compagnies détenues par les autorités							
Rosneft	12 429,8	13 363,4	14 236,3	14 965,6	18 712,6	21 601,8	73,8
Bashneft	12 261,4	11 741,8	11 864,0	11 971,7	12 046,1	12 031,8	-1,9
Tatneft	24 064,5	24 336,7	24 611,8	24 612,0	24 668,7	25 099,5	4,3
Compagnies détenues par les outsiders							
Yukos	44 486,7	49 547,5	58 195,2	69 744,6	80 747,0	85 678,5	92,6
Sibneft	16 322,7	17 198,9	20 592,8	26 327,1	31 393,6	33 984,4	108,2
TNK-BP	46 105,2	48 166,7	50 655,4	53 573,1	61 567,9	70 265,0	52,4
Sidanko	15 557,4	15 737,9	15 627,6	16 261,9	18 606,7	20 775,0	33,5
ONAKO	7 952,6	8 012,2	8 554,7	10 146,0	13 031,6	15 179,0	90,9
Compagnies détenues par les insiders							
Lukoil	59 487,6	62 177,3	72 054,9	73 581,8	72 165,6	84 068,4	41,3
Surgutneftegaz	35 573,2	40 620,8	44 027,6	49 207,5	54 025,3	59 619,9	67,6
Production Totale	305 167,0	323 223,9	348 066,8	379 631,7	421 377,0	458 808,4	50,3

Source : Saggars (2006a : 512-513). D'après les données du ministère russe de l'énergie.

– La faiblesse des investissements dans l'exploration

Si la modification de la structure de propriété et la rentabilité retrouvée de la production ont pour résultat une modification de la stratégie des holdings pétrolières russes en termes de production, une telle rupture n'est pas observée pour ce qui est des investissements dans l'exploration. En effet, outre la maximisation de la production au sein des gisements hérités de la période soviétique, la seconde caractéristique des stratégies des principales compagnies pétrolières depuis 1999 réside dans l'absence d'investissements pour l'exploration de nouveaux gisements. Le retournement de la courbe des investissements dans la production depuis 1999 ne s'est pas accompagné d'une évolution similaire de la courbe des investissements dans l'exploration (*cf.* Graphique 3.2).

Graphique 3.2 : Evolution des forages dans l'amont pétrolier russe



Source : Sagers (2006a : 510).

Dans la mesure où ce désintérêt pour les considérations de moyen/long terme met en péril la production future des compagnies russes, cet état de fait apparaît à première vue paradoxal. Au regard de cette caractéristique de stratégies, certains auteurs soulignent, non sans une certaine ironie, que la réorganisation-privatisation de l'industrie pétrolière a eu pour résultat principal la persistance d'une gestion déséquilibrée des ressources en terre (Bradshaw, 2006 ; Dienes, 2004)¹⁷. Néanmoins, les raisons d'une telle gestion sont à l'évidence différentes, à l'heure actuelle, de celles qui prévalaient durant la période soviétique.

Les facteurs à l'origine d'un manque d'investissements dans l'exploration, au début des années 1990, perdurent (*cf. supra*). Deux raisons principales peuvent expliquer ce manque d'intérêt des compagnies pour les investissements dans l'exploration. La première raison, c'est la capacité de chaque compagnie à maintenir un taux adéquat de renouvellement de ses réserves propres par le biais de méthodes alternatives à l'exploration de nouveaux gisements. Tout d'abord, il s'agit de l'acquisition d'autres compagnies et, par voie de conséquence, des licences de production qu'elles détiennent. A partir de la prise de contrôle effective des oligarques, il est ainsi observé un mouvement de réorganisation au sein de l'industrie

¹⁷ Il a été souligné que L. Dienes *et al.* évoquaient une « exploitation prédatrice » (Dienes *et al.*, 1994 : 48) des réserves pour caractériser la dynamique de l'industrie pétrolière soviétique (*cf.* Chapitre II). Une décennie plus tard, L. Dienes utilise la même image pour appréhender les stratégies des principales holdings russes nées des réformes (Dienes, 2004 : 340).

pétrolière russe (cf. Tableau 3.6). Ensuite, les compagnies se focalisent sur ce qu'il est convenu d'appeler « *l'exploration light* », par laquelle elles sont en mesure de renouveler leurs réserves par une réévaluation à la hausse du montant des réserves récupérables au sein des gisements en production.

Tableau 3.6 : Les principaux mouvements de fusion des actifs dans l'industrie pétrolière russe durant la période de redressement de la production

Date d'acquisition	Acquéreur	Intérêts acquis	Montant de l'investissement (en million\$ de \$)	Réserves additionnelles (en milliards de barils)
décembre 1997	Yukos	45 % de VNK	200	441
septembre 1999	Lukoil	98,52 % de Komitek	546	3313
septembre 2000	TNK	85 % d'ONACO	1080	810
août 2001	TNK	44 % de Sidanko	700	2155
2002	Sibneft	37,5 % de Slavneft	-	-
2002	TNK	37,5 % de Slavneft	-	-

Source : Khartukov (2002 : 28)

Néanmoins, et ceci constitue la seconde raison, cette absence d'exploration dans de nouveaux gisements témoigne également de l'horizon temporel de court terme dans lequel s'inscrivent les oligarques afin de valoriser leurs actifs. Leur comportement est guidé par la volonté de maximiser les retours susceptibles d'être tirés des actifs dont ils ont acquis le droit de contrôle et le droit au revenu, puis de se désengager de l'industrie pétrolière, sans se préoccuper de maintenir ou d'augmenter la valeur de leurs actifs dans un horizon temporel de moyen/long terme. La conjugaison de l'extraction rapide des ressources en terre, au sein des gisements dont ils ont hérité, avec l'absence d'investissements plus risqués, et s'inscrivant dans un horizon temporel plus long, donne indéniablement du crédit à cette hypothèse. En sacrifiant leur potentiel de croissance à moyen terme, les oligarques mettent en péril la valeur de leurs actifs. Yukos et Sibneft ont pleinement adopté ce type de stratégie. L'observation de la cotation boursière de ces deux compagnies est à cet égard éclairante. Après une augmentation impressionnante entre 1999 et 2003, leur cotation boursière s'est stabilisée, et a même chuté à partir de 2004¹⁸. Cela tend à montrer que les investisseurs ont perçu le sacrifice

¹⁸ Durant l'année 2004, la croissance de la capitalisation boursière de Sibneft s'est établie sur le marché financier russe à 4,11 %, chiffre à mettre en perspective avec l'augmentation de 844 % observée entre mai 2000 et mai 2003. Durant cette même période, la croissance de la capitalisation boursière de Yukos s'est établie à 1 746 %. L'année 2004 a vu cette capitalisation diminuée de 93,82 %. Ceci est bien sûr à mettre en relation avec l'affaire

réalisé par ces compagnies en termes de potentiel futur de croissance. Il n'est alors pas surprenant que ce soit à cette date que M. Khodorkovsky et R. Abrahamovitch émettent le souhait de vendre leurs parts dans Yukos et Sibneft respectivement. Si l'arrestation et la condamnation du premier pour fraude fiscale, point de départ de « l'affaire Yukos », met un terme aux négociations engagées avec Exxon pour la prise de contrôle par la major américaine de Yukos, R. Abrahamovitch vendra en 2005 ses actions dans Sibneft à Gazprom, autorisant ainsi cette dernière à prendre le contrôle de cette compagnie.

Au final, les stratégies définies par les nouveaux acteurs de l'industrie pétrolière, à la suite de la seconde phase de privatisation, se distinguent par deux caractéristiques principales : une extraction intensive des réserves laissées en terre durant la période soviétique et la première moitié des années 1990, d'une part, et des investissements très faibles dans l'exploration, d'autre part. La conclusion qui s'impose est donc celle de l'horizon temporel de court terme au sein duquel les oligarques s'inscrivent pour valoriser leurs actifs, ainsi que leurs réticences à engager des investissements dans les actifs spécifiques. Ainsi, en dépit de la hausse de la production observée entre 1999 et 2004, les incitations induites par les droits de propriété privés sur les actifs pétroliers continuent à jouer de manière particulière durant cette période.

1.2. Incomplétude et insécurité des droits de propriété sur les actifs

Au regard des stratégies définies par les compagnies pétrolières russes, il semble pertinent de s'interroger sur les raisons pour lesquelles les droits de propriété sur les actifs ne jouent pas leur rôle fonctionnel de réduction de l'incertitude et d'incitation à la maximisation de la valeur des actifs dans un horizon temporel de long terme. L'angle d'attaque privilégié est celui de l'analyse systémique et dynamique de l'interaction entre institutions formelles, mécanismes permettant leur mise en application, et institutions informelles. D. North souligne ainsi que : *“la théorie des droits de propriété a démontré que les différents droits de propriété produisent des résultats différenciés ; mais, parce qu'elle n'a pas pris en considération l'effectivité de la mise en application ainsi que les contraintes informelles, cette approche est incomplète et, au moins en partie, trompeuse”* (North, 1993 : 11). Ainsi, une pleine compréhension de l'impact des droits de propriété sur les incitations des acteurs n'est possible

Yukos. Gageons néanmoins qu'une évolution allant dans le même sens aurait été observée en raison de la reconnaissance du potentiel de croissance problématique de cette compagnie à moyen/long terme (Institute for the Economy in Transition, 2005 : 135 ; Henderson et Radosovic, 2003 : 12).

que si l'analyse est encadrée dans l'environnement institutionnel qui est celui du pays, à un moment donné (Dutraive, 2009 ; Oppper, 2008).

En Russie, la priorité temporelle accordée à la privatisation fait que le transfert des droits sur les actifs se réalise au sein d'un environnement institutionnel et économique qui ne permet pas d'assurer la complétude et la sécurisation des droits de propriété. Plusieurs éléments, qui ont joué à des degrés divers lors des deux phases de la privatisation, apparaissent prédominants. Le premier tient à l'incohérence observée entre les mécanismes internes et externes de *corporate governance*. Rappelons que la problématique qui structure cette littérature est la manière dont les actionnaires, les prétendants aux revenus résiduels, peuvent contrôler les dirigeants des compagnies (Shleifer et Vishny, 1997). A. Radygin et N. Shmeleva rappellent ainsi que *“les mécanismes de corporate governance sont habituellement divisés entre les mécanismes internes et externes. Les mécanismes internes incluent les mécanismes de procédures internes à la firme ; les mécanismes externes renvoient aux facteurs influents de l'environnement externe”* (Radygin et Shmeleva, 2003 : 464). Les mécanismes internes sont constitués par l'ensemble des mécanismes de contrôle et d'incitation définis par les actionnaires afin de discipliner le comportement des dirigeants, des *insiders*. Parmi les mécanismes externes, l'attention doit s'arrêter sur les lois sur les entreprises définissant les droits et les mécanismes de protection des actionnaires ainsi que la loi sur les faillites. L'exécution de ces lois s'est révélée défailante dans le contexte russe. Les atteintes aux droits des actionnaires minoritaires constituent la voie privilégiée par laquelle les dirigeants ont développé leurs stratégies d'enracinement. Quant à la loi sur les faillites, l'environnement non monétaire la rend totalement inopérante. Ainsi, cet angle d'analyse permet de mettre en évidence que, durant la phase de privatisation vers les *insiders*, l'environnement institutionnel et économique n'a pu permettre aux actionnaires de contrôler les comportements des managers. La conclusion qui s'impose est que les dirigeants ont rencontré peu d'obstacles pour définir des stratégies de « *gestion pour soi-même* » (Andreff, 2003b : 236) des actifs. En outre, ils avaient peu d'incitations à déployer des stratégies de restructuration.

Le deuxième point qu'il paraît pertinent de prendre en considération est relatif à l'incertitude sur le droit aux revenus des actifs qui pèse sur les détenteurs des droits durant les années 1990. A cet égard, l'environnement non monétaire qui caractérise l'économie russe jusqu'en 1998, le faible niveau des prix internes de l'énergie, ainsi que le niveau des taxes dont doivent s'acquitter les compagnies pétrolières, sont autant d'éléments qui ont entretenu

cette incertitude sur les droits aux revenus. En retour, cette incertitude a sans doute contribué à orienter les choix initiaux des dirigeants vers des comportements de « *démembrement d'actifs* » (Stiglitz, 2000 : 40) et de détournement des liquidités, plutôt que vers des stratégies de mise en œuvre d'investissements productifs (Black *et al.*, 2000 : 34-35). A la suite de la prise de contrôle de la part des oligarques, cette incertitude sur le droit aux revenus demeure en raison du niveau des taxes dont les compagnies doivent s'acquitter. Enfin, le troisième élément saillant qui est susceptible d'expliquer le manque d'effectivité des droits de propriété sur les actifs tient à l'incertitude portant sur le droit d'usage. Il est ainsi abordé la problématique de la *rule of law* en Russie. Cette dernière présente deux grandes caractéristiques. La première réside dans la capacité de l'Etat à assurer la protection des droits individuels vis-à-vis des autres individus. La seconde concerne la possibilité pour l'Etat de s'engager de manière crédible afin de ne pas constituer une source d'insécurité plus prégnante encore (Weingast, 1993 et 2005). L'attention se portera essentiellement sur ce second point. En effet, les atteintes aux droits des actionnaires et le détournement des lois sur les faillites, qui ont déjà été abordés dans l'analyse, constituent autant d'éléments qui montrent l'impéritie de l'Etat à protéger les droits d'usage lors des premières années de la transition.

1.2.1. L'incohérence entre les mécanismes internes de gouvernance et les mécanismes externes de gouvernance

Deux composantes de l'environnement institutionnel et économique de la Russie permettent de rendre compte de l'incohérence existant entre les mécanismes internes de *corporate governance* et les mécanismes externes. Il s'agit essentiellement du corps de lois définissant et protégeant les droits des actionnaires, et celui qui régit les procédures de faillites. Rappelons que la privatisation des actifs pétroliers s'est réalisée par le biais d'une « *méthode non standard de privatisation* » (Andreff, 1999 et 2003b). L'une des conséquences principales de cette méthode concerne les problèmes qui se manifestent en termes de mécanismes internes de *corporate governance*. Nous avons souligné dans le chapitre précédent (*cf.* Chapitre 2) que les problèmes principaux qui peuvent être identifiés à travers la grille de lecture de la littérature normative de la *corporate governance* sont de deux ordres : d'une part, la prise de contrôle de la part des *insiders* et, d'autre part, la méthode duale de privatisation des holdings pétrolières qui rend problématique le contrôle des différentes sociétés d'exploration-production de la part de la holding mère¹⁹. Ces défaillances dans la

¹⁹ *Cf.* Chapitre II.

structure de contrôle et d'incitation interne induites par la méthode de privatisation donnent alors aux mécanismes externes de *corporate governance* une importance accrue. L'absence d'effectivité de ces mécanismes externes constitue la première forme d'atténuation des droits de propriété sur les actifs. Par là-même, cette incohérence peut contribuer à expliquer le manque d'effectivité des droits de propriété sur les actifs.

– *L'absence d'effectivité du corps de lois définissant et protégeant les droits des actionnaires*

Les lois définissant et protégeant les droits des actionnaires constituent les mécanismes externes standard de la *corporate governance*. Comme le souligne J. E. Stiglitz, cette protection est d'autant plus nécessaire que l'actionnariat est dispersé et, par voie de conséquence, que le pouvoir discrétionnaire des dirigeants est important : « *seuls les pays bénéficiant de protections légales peuvent soutenir un actionnariat diversifié* » (Stiglitz, 2000 : 44). En Russie, il faudra attendre 1996 pour que les autorités adoptent un corps de lois clarifiant les procédés légaux par lesquels les actionnaires sont en mesure d'assurer leurs droits. La principale loi investie d'un tel objectif est la loi fédérale *On Joint-Stock Companies*, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1996. Cet écart temporel entre le processus de privatisation de masse et l'adoption d'un corps de lois ayant pour vocation la protection des droits des actionnaires explique que les *insiders* ne rencontrent pas de contraintes pour mettre en place des stratégies de « *gestion pour soi-même* ». En outre, dans la mesure où les dirigeants ne peuvent prétendre, au début du processus de transition, qu'à une fraction du droit aux revenus résiduels, la distorsion dans la structure de contrôle et d'incitation peut expliquer les raisons pour lesquelles ces stratégies prennent la forme de récupération et de détournement de la trésorerie. Comme le souligne A. Nekipelov, « *les distorsions dans la gouvernance des entreprises modifiaient l'objectif des « investisseurs stratégiques », qui n'était pas d'augmenter le profit et la valeur absolue de la société, mais de récupérer la trésorerie* » (Nekipelov, 2012 : 98).

Par la suite, l'absence d'exécution de la loi protégeant les droits des actionnaires permet aux dirigeants de développer des stratégies « *d'enracinement* » (Andreff, 2003b : 234-235), consistant à empêcher la prise de contrôle de la part d'actionnaires extérieurs, à renforcer leurs parts dans le capital des sociétés de production et d'exploration, et à accroître leur autonomie vis-à-vis de la holding mère. Pour ce faire, les opérations de dilution des

actions détenues par les actionnaires extérieurs²⁰, ou la mise à l'écart pure et simple de ces actionnaires durant les conseils d'administration, constituent les méthodes privilégiées de la part des dirigeants. Elles sont autant d'atteintes aux droits des actionnaires extérieurs (Black *et al.*, 2000).

La loi *On Joint-Stock Companies* de 1996 s'attache à légiférer sur certaines procédures : l'émission de nouvelles actions, les transactions entre les parties intéressées²¹, les modalités de vote au conseil d'administration, l'obligation enfin pour les compagnies de tenir un registre des actionnaires. Mais les mécanismes privilégiés par les oligarques pour atteindre leurs objectifs d'intégration verticale des holdings témoignent de la persistance, à la suite de l'adoption de ces lois, de pratiques d'atteinte aux droits des actionnaires, particulièrement des actionnaires minoritaires (*cf.* Chapitre 2).

Ainsi, l'absence d'exécution de la loi visant à protéger les actionnaires les a empêchés de contrôler les *insiders*, et a ouvert la voie aux stratégies de prédation des actifs et de la trésorerie de la part de ces derniers.

– *L'absence de gouvernance par le risque de faillite*

Le durcissement de la contrainte budgétaire lié au risque de faillite incite les détenteurs du droit de contrôle à des restructurations stratégiques et à la recherche de l'efficacité opérationnelle. L'adoption d'un corps de lois régissant les procédures de faillite constitue ainsi un mécanisme primordial de gouvernance externe. En outre, les auteurs s'attachant à mener une analyse conjointe des deux types de mécanismes de *corporate governance* s'accordent pour investir le risque de faillite d'une importance d'autant plus décisive que la structure de propriété entraîne un contrôle des *insiders*, tel qu'il est observé dans l'industrie pétrolière russe à la suite de la première phase de privatisation. En effet, le manque d'incitation spontanée que connaissent les *insiders* pour engager des restructurations afin d'améliorer l'efficacité opérationnelle peut être, pour partie, contrebalancé par le risque de faillite. M. Mesnard rappelle que « *dans le cas d'entreprises dominées ainsi par des insiders*,

²⁰ Les opérations de dilution prennent la forme d'émission d'actifs, revenant aux dirigeants ou à des actionnaires qui leurs sont liés, et qui permettent la diminution du poids relatif des actionnaires extérieurs dans la structure du capital.

²¹ Les transactions entre parties intéressées constituent les transactions entre entités indépendantes légalement mais potentiellement liées. C'est par ce biais que les managers ont pu augmenter leur contrôle sur les actifs et entreprendre pour certains la captation privée de leurs bénéfices. Cela est permis par les transactions, ventes d'actifs ou, pour ce qui est de l'industrie pétrolière, ventes de brut réalisées avec des entités contrôlées de manière informelle par les managers. Pour une description de ces pratiques ainsi que des dispositions principales de la *Law On Joint Stock Companies*, voir Sprenger (2002 : 11-13).

le seul mode de contrôle qui reste est en définitive la sanction du marché par le mécanisme de faillite » (Mesnard, 1999 : 134). En outre, il est également mis en évidence que le financement indirect des entreprises, par voie bancaire, permet une supervision par les banques, qui en tant que créancières principales sont amenées à effectuer des contrôles et à s'assurer que « *les pires erreurs et les pires exemples de détournement par les dirigeants sont évités* » (Stiglitz, 2000 : 44).

La première loi portant sur l'insolvabilité des entreprises est adoptée en novembre 1992. Elle demeure en vigueur jusqu'en 1998. Un constat s'impose rapidement ; celui du manque d'effectivité du mécanisme de gouvernance par la mise en faillite. Durant cette période, le nombre de procédures de faillites engagées formellement par les créanciers demeure très faible au regard d'un pays de la taille de la Russie, de la baisse importante de la production observée et des besoins de restructuration du tissu industriel russe (*cf.* Tableau 3.7). L'industrie pétrolière a été largement partie prenante de cette absence de restructuration.

Tableau 3.7 : L'évolution du nombre de procédures de faillites engagées en Russie (1993-2006)

Année	Procédures engagées
1993	100
1994	240
1995	1 108
1996	2 618
1997	4 320
1998	8 337
1999	10 933
2000	19 041
2001	47 762
2002	94 531
2003	9 695
2004	10 093
2005	25 643
2006	83 068

Source : Pavlova (2008 : 91) [d'après les données des cours d'arbitrage russes].

En pratique, la faible efficacité du mécanisme de faillite s'explique essentiellement par la démonétisation de l'économie russe qui suit l'introduction de la thérapie de choc. En effet, cette démonétisation se trouve être au premier rang des maux structurels qui affectent l'économie russe pendant la première décennie de la transition. Les impayés, les crédits interentreprises, ainsi que les échanges en troc, constituent autant de modes de coordination entre entreprises qui se substituent aux échanges monétaires en réponse à la politique de stabilisation mise en œuvre durant les premières années de la transition. Dans ce contexte, il est facilement perceptible que le durcissement de la contrainte budgétaire recherchée par la privatisation s'apparente à une gageure. M. Mesnard rappelle ainsi que « *la démonétisation*

d'une large fraction du pays rend caduque la notion de liquidité ou de solvabilité « monétaire », et par conséquent rend totalement inopérant le mécanisme de faillite » (Mesnard, 1999 : 138). En outre, le financement indirect de l'économie par les banques est totalement absent durant cette période. En effet, la faiblesse de l'intermédiation bancaire constituait, et demeure, une caractéristique saillante de l'économie russe. Dès lors, le mécanisme de faillite s'est révélé inopérant, aussi bien dans son rôle de durcissement de la contrainte budgétaire et d'incitation aux restructurations que comme outil de gouvernance permettant d'assurer un contrôle sur le comportement des dirigeants.

Cette absence de cohérence entre les mécanismes internes et externes de *corporate governance* constitue l'idée de base sur laquelle il est possible de fonder une critique relative à la priorité temporelle accordée à la privatisation, lors de la mise en œuvre des réformes. J. Sapir souligne ainsi qu'« *invoquer la privatisation au nom de la théorie de l'incitation ou de la corporate governance n'avait (...) aucun sens dans la situation de la Russie, tant que l'on n'avait pas mis en place l'ensemble des règles et institutions nécessaires* » (Sapir, 1996 : 107).

La deuxième loi sur l'insolvabilité des entreprises est adoptée en 1998. Elle manifeste la volonté des autorités de faciliter les procédures de faillites engagées par les créanciers. Cette nouvelle loi, allant de pair avec la remonétisation de l'économie russe qui accompagne la croissance économique observée au lendemain de la crise financière, aboutit à une augmentation du nombre de procédures de faillite (cf. Tableau 3.7), du nombre de restructurations et du nombre de fermetures d'entreprise.

Néanmoins, cette augmentation importante du nombre de faillites s'explique également par le détournement quasi systématique de la loi par les oligarques, durant la période de consolidation de leurs actifs à la fin des années 1990. En effet, cette loi sur les faillites a été instrumentalisée par les oligarques pour mener à bien des stratégies de « prédation d'actifs » [*asset stripping*] : l'acquisition d'actifs déclarés artificiellement en faillite, mais potentiellement rentables. Les faillites sont ainsi apparues comme un moyen d'acquisition d'actifs dévalorisés d'une manière fictive. L'industrie pétrolière a été un terrain d'élection pour de tels agissements. A cet égard, la prise de position malheureuse de BP, au sein du capital de Sidanko en 1998, constitue un exemple saillant de cette utilisation détournée de la loi sur les faillites. En 1998, BP acquiert 10 % des actions de Sidanko. Dès 1999, deux des filiales d'exploration-production les plus importantes de cette holding, Kondpetroleum et Chernogorneft, font l'objet d'une procédure de faillite à l'initiative de

Beta-Eco, affiliée de l'AlfaBank, principal actionnaire de TNK. Ces deux filiales sont par la suite déclarées en faillite et rachetées par TNK, laissant BP actionnaire d'une holding dépourvue de deux de ces plus importantes sociétés d'exploration-production (Finon et Locatelli, 2003).

La généralisation du détournement de l'objet de cette loi permet de comprendre la volonté des autorités de mieux équilibrer les droits des débiteurs vis-à-vis de ceux des créanciers. Cette volonté se manifeste dans les dispositions de la loi, adoptée en décembre 2002, qui visent à empêcher le dévoiement des procédures de faillite, en protégeant les propriétaires contre un processus de liquidation et de transfert de propriété d'actifs viables. Cette loi prescrit le doublement du niveau d'endettement à partir duquel les créanciers sont en droit d'engager une procédure de faillite à l'encontre d'un débiteur devant une cour d'arbitrage, la possibilité pour le débiteur de rembourser ses dettes durant toutes les étapes de la procédure et enfin la modification de la procédure de choix des gestionnaires d'arbitrage en charge d'évaluer la solvabilité financière du débiteur²². A la suite de son entrée en vigueur, il est observé une nette diminution du nombre de procédures de faillite à partir de 2003 (cf. Tableau 3.7). Cela peut s'analyser comme le résultat de ce rééquilibrage entre le droit des débiteurs et celui des créanciers. Cet effondrement démontre également, *a posteriori*, combien cette loi sur les faillites a été utilisée de manière abusive.

– *Les interactions entre les règles de différentes natures : une première approche*

Le phénomène des impayés, le manque d'efficacité de la gouvernance par le risque de faillite qui en résulte et, par voie de conséquence, la possibilité laissée aux dirigeants de poursuivre des stratégies de « *gestion pour soi-même* » sans risquer la mise en faillite, permettent d'ouvrir la réflexion sur la complexité des interactions entre les règles de différentes natures qui ont suivi l'introduction des réformes en Russie. Durant les premières années de la transition, les comportements des dirigeants des compagnies, pétrolières notamment, semblent tenir d'un recours à des règles de coordination informelles, dont la compréhension nécessite un retour sur le passé soviétique. En effet, ces règles informelles s'inscrivent dans le cadre des habitudes et des routines de comportements héritées de la

²² Cette disposition est d'importance dans la mesure où le mécanisme privilégié lors du détournement de la loi sur les faillites résidait dans la nomination, certes par la cour d'arbitrage, mais sur conseil du créancier, d'un arbitre favorable à ce dernier et qui n'avait alors d'indépendant que le statut. Selon la nouvelle loi, l'arbitre est certes désigné par la cour d'arbitrage, mais choisi au sein d'un panel de trois candidats sélectionnés par un organisme indépendant. En outre, le créancier ainsi que le débiteur se trouvent dans la possibilité d'opposer un veto sur le choix d'un des trois arbitres. Cela réduit ainsi la possibilité de collusion entre l'arbitre et l'une des deux parties prenantes.

période soviétique. Néanmoins, ces comportements des dirigeants témoignent également d'une adaptation opportuniste aux nouvelles règles du jeu formelles ou, plus exactement, au manque d'exécution de ces dernières. K. Hendley *et al.* soulignent ainsi que le recours au troc au sein de réseaux informels semble être aussi bien dicté par certaines habitudes que le résultat d'efforts conscients pour changer de comportement (Kendley *et al.*, 1997 : 37).

Le recours aux échanges non monétaires, au troc et aux dettes inter-entreprises, constitue pour les compagnies un moyen d'adaptation particulier à la crise que connaît l'économie russe. La particularité de cette modalité d'adaptation réside essentiellement dans la non-prise en compte par les directeurs de l'évolution de la demande. Cela témoigne de la prédominance de comportements visant le maintien de l'activité au détriment de la recherche d'une rentabilité et d'une profitabilité des opérations. Or, une analyse en termes de *path dependence*, centrée sur les routines de comportement de la part des dirigeants, peut permettre de mieux comprendre ces stratégies particulières d'adaptation. Tout d'abord, les contours des réseaux informels, au sein desquels se développent les relations non monétaires entre les entreprises, recouvrent ceux des anciens réseaux de l'économie parallèle soviétique. Ensuite, en reprenant les termes de J. Sapir utilisés dans le chapitre précédent, la transition se manifeste par un retour de la dichotomie classique de l'économie soviétique entre un système explicite et un système sous-jacent (Sapir, 1990 : 71). Enfin, le maintien de la fourniture de pétrole et de produits pétroliers à des clients insolvable peut être appréhendé comme le prolongement des relations d'attribution de l'économie soviétique (Finon et Locatelli, 2003). Il s'est agi d'assurer la survie des entreprises qui étaient insolvable pour payer leurs entrants et, ce faisant, de permettre la sauvegarde de l'emploi dans certaines régions, au sein desquelles une entreprise se positionne en tant qu'employeur prédominant, voire unique.

La manière dont les entreprises ont adapté leurs comportements ne peut donc être comprise sans un retour sur le passé soviétique. Néanmoins, il faut se garder d'une approche qui n'expliquerait l'importance prise par les institutions informelles durant les années 1990 que par l'inertie importante qui caractérise ces dernières (Chavance, 2008). A l'évidence, « *des ressemblances ne sont pas la même chose que des continuités, et elles sont encore moins l'explication causale* » (Malia, 1995 : 79).

Tout d'abord, il faut dire que l'absence d'exécution des règles formelles, en termes de protection des droits des actionnaires notamment, a contribué à accroître l'incertitude à laquelle étaient confrontés, au début du processus de transition, les nouveaux détenteurs des droits. En retour, cette incertitude a conduit les acteurs à se replier sur les réseaux et les modes

de coordination hérités de la période soviétique. Confrontés au changement radical (Kharchenko-Dorbec, 2006) et à « *l'incertitude systémique* » (Chavance, 2004) résultant de la destruction des règles formelles préexistantes, les dirigeants des sociétés semblent avoir eu tendance à recourir à des habitudes comportementales et à des anticipations inspirées par la période passée. Telle est la voie vers laquelle l'analyse en termes de *path dependence* cognitive oriente l'attention. Selon la terminologie de J. Sapir : « *Les routines qui expliquent la stabilité locale et temporaire des trajectoires ont pour fonction de limiter l'extension des dissonances cognitives induites par des innovations en certains points ou par l'incertitude émanant des innovations adoptées par autrui* » (Sapir, 2005b : 200). L'auteur poursuit, dans son analyse de l'évolution du système financier et monétaire russe durant la transition, en rappelant que : « *les désordres systémiques de la période 1992-1998 dans le domaine monétaire et financier prennent indiscutablement leurs racines dans le passé soviétique, mais à la condition de comprendre que ce sont les conditions dans lesquelles la transition s'est opérée qui ont permis à ce passé de jouer un tel rôle* » (Sapir, 2001 : 22).

Ensuite, il semble opportun de rappeler que les institutions de coordination informelles, notamment le troc au sein des réseaux informels présentent, du point de vue des acteurs, une fonction différente. Cette distinction entre une forme relativement similaire d'institution et une fonction, qui elle est différente, donne du sens aux notions de « *conversion institutionnelle* » et de « *réemploi d'institutions* ». Le mécanisme du changement institutionnel par conversion institutionnelle, mis en avant par les auteurs du courant de l'institutionnalisme historique, renvoie au processus par lequel des « *institutions conçues pour un ensemble de finalités [sont] redirigées vers d'autres fins* » (Thelen, 2003 : 32). Quant à la notion de « *réemploi d'institution* » de B. Lepetit, elle est reprise par J. Sapir afin d'appréhender ces usages du passé soviétique, observés durant les premières années de la transition, mais qui ne peuvent être perçus comme de simples reproductions du passé à l'identique (Sapir, 2005b : 198). Il en va ainsi de la stabilisation des relations au sein des réseaux informels dans lesquels s'insèrent les compagnies pétrolières. Les dirigeants de ces dernières ont, semble-t-il, rapidement intégré les bénéfices du troc et des dettes interentreprises. Selon la terminologie de D. Kouvaline : « *Si en 1992 la croissance des arriérés de dettes fut la conséquence d'une action inconsciente des entreprises au choc financier, par la suite les directeurs assimilèrent les aspects négatifs et positifs des impayés* » (Kouvaline, 2012 : 145). Parmi les aspects « positifs », il y a l'absence d'efficacité de la loi sur les faillites, la possibilité de la détourner pour mener à bien des stratégies de prédation

d'actifs, ainsi que la facilité qu'elle laisse pour mettre en œuvre les stratégies de récupération de la liquidité par le biais de l'évasion fiscale.

1.2.2. L'incertitude sur le droit aux revenus tirés des actifs

L'atténuation des droits de propriété privés qui résulte de l'incohérence entre les mécanismes internes de *corporate governance* et les mécanismes externes a permis d'apporter certains éléments de compréhension aux stratégies particulières des compagnies pétrolières à la suite de la privatisation de masse : l'absence de restructurations de la part des dirigeants et l'opportunité laissée aux *insiders* de développer des conduites d'adaptation mêlant réemploi d'institutions et comportements de récupération de la liquidité. Néanmoins, dans la mesure où les stratégies de prédation d'actifs et de liquidités se poursuivent, tant bien même que les dirigeants deviennent propriétaires et se positionnent donc en tant que prétendants aux revenus résiduels, il convient dépasser l'approche en termes de *corporate governance* pour apporter des éléments de réponse au manque d'effectivité des droits de propriété sur les actifs (Andreff, 2003b : 239-241).

En effet, on peut signaler une deuxième forme d'atténuation des droits de propriété, ayant participé à façonner les stratégies des détenteurs des droits de contrôle vers des stratégies de détournement des liquidités, au détriment de la mise en œuvre de stratégies productives dont la finalité consiste à maximiser la valeur des actifs sur le long terme. Il s'agit de l'incertitude qui pèse sur les détenteurs de ces droits vis-à-vis du droit aux revenus tirés des actifs. A cet égard, trois facteurs ont concouru à entretenir cette incertitude. Tout d'abord, il s'agit bien sûr, une nouvelle fois, du phénomène des non-paiements. Cet environnement non monétaire participe de la non-rentabilité des investissements visant l'augmentation de la production pétrolière. Ensuite, il s'agit du fait que les prix internes des produits pétroliers sont exclus du processus de libéralisation des prix. Face à ce marché interne insolvable, les exportations sont rapidement devenues la source principale de liquidité pour les holdings pétrolières et pour leurs dirigeants.

A cet égard, deux éléments d'importance sont à noter. En premier lieu, l'accès au réseau d'exportation de Transeft s'est réalisé par le biais d'un marchandage constant entre les compagnies et les autorités (Finon et Locatelli, 2003 ; Berkowitz et Semikolenova, 2007). On touche ici à une nouvelle forme de conversion institutionnelle, de réemploi d'institutions. Cela s'entend au sens où, en l'absence de règles formelles réellement appliquées, la forme

informelle de coordination constituée par le marchandage, s'est renforcée²³, mais selon des enjeux nouveaux par rapport à la période soviétique. Concernant ce point, les termes du marchandage entre les compagnies pétrolières et les différents échelons politico-administratifs sont les suivants : d'un côté, les autorités maintiennent des prix administrés sur le brut et les produits pétroliers. En outre, ces prix sont fixés à un niveau relativement faible, eu égard aux prix à l'exportation. Enfin, les autorités, régionales principalement, acceptent de manière tacite, voire encouragent, le développement des impayés énergétiques au sein des réseaux informels. Il s'agit pour elles d'assurer le maintien de l'activité et de l'emploi dans leur région. De l'autre, il est attribué de manière discrétionnaire aux compagnies pétrolières, sur la base de ces marchandages, des licences d'exportation et un accès privilégié au réseau d'exportation de Transneft²⁴. V. Kryukov souligne ainsi que l'objet du marchandage s'est déplacé de la négociation sur les plans de production et l'allocation des financements et des *inputs* vers la négociation pour l'attribution de privilèges en termes d'exemptions fiscales, de licences d'exploration-production, de licences d'exportation et d'accès au réseau de transport de Transneft (Kryukov, 2001 : 173).

Enfin, le troisième élément qui entretient l'incertitude sur les droits aux revenus et qui contribue aussi, au début du processus de transition, à orienter les stratégies des compagnies vers le démembrement d'actifs, tient au montant, à la forme et à l'instabilité des taxes s'appliquant aux opérations de l'amont pétrolier. Cette question concerne directement les difficultés rencontrées par les autorités pour assurer l'application effective du régime fiscal, mis en place au début du processus de transition et centré sur des taxes progressives (*cf. infra*). Notons simplement à ce stade de l'analyse que la démonétisation de l'économie a bien sûr rendu rapidement caduques les tentatives d'établir l'assiette fiscale sur le taux de profit des compagnies. Une nouvelle fois, il en a résulté un réemploi d'institution de coordination. De la même manière que durant la période soviétique, l'impossibilité contrôler les

²³ M. Mendras rappelle ainsi qu'au début des années 1990, « *la négociation et le compromis n'étaient pas simplement des méthodes, mais devenaient un système de gouvernance où le flou et l'arrangement l'emportaient sur le droit et la règle* » (Mendras, 2008 : 144).

²⁴ La régulation des exportations pétrolières par le biais des licences d'exportation attribuées par les autorités demeure en vigueur jusqu'en janvier 1995. Par la suite, l'objet des marchandages entre le ministère de l'énergie et les compagnies pétrolières se déplace sur la question de l'accès au réseau de Transneft. Si l'accès au réseau est depuis supposé être régulé par la Commission fédérale de l'énergie, force est de constater la faiblesse de cette commission et la poursuite du marchandage entre le ministère de l'énergie et Transneft, d'un côté, et les holdings pétrolières, de l'autre (Locatelli, 1998 : 55-59). Sur ce point, durant les années 1990, le réseau de Transneft connaît de nombreux goulots d'étranglement. Ces derniers ont pu servir de justification au refus discrétionnaire de la part du ministère de l'énergie et de Transneft pour accorder l'accès à ce réseau (O'Sullivan, 2003).

compagnies sur la base de l'indicateur du taux de profit amène les autorités à naviguer dans le flou, pour tenter de capter la rente pétrolière et pour orienter les stratégies des compagnies grâce à une régulation fondée sur la fiscalité. Dans cette perspective, les autorités vont rapidement substituer aux taxes progressives des taxes régressives, dont l'assiette fiscale est fondée sur le volume de la production, et dont le taux, sans doute confiscatoire, est fixé de manière arbitraire (Khartukov, 1996). Cela contribue, dès les premières années du processus de transition, à orienter les stratégies des compagnies vers la prédation de liquidités et d'actifs plutôt que vers les investissements productifs.

1.2.3. L'incertitude sur le droit d'usage des actifs

La troisième forme d'atténuation des droits de propriété qu'il est utile de considérer réside dans la faible sécurisation de ces droits après le programme de privatisation. Cette forme d'atténuation permet de rendre quelque peu intelligibles les stratégies de « démembrement » d'actifs mises en œuvre par les dirigeants au lendemain de la privatisation et, surtout, l'horizon de valorisation des actifs de court terme dans lequel les stratégies des oligarques prennent place. On touche ici à la problématique de la *rule of law* selon les deux déclinaisons mises en avant, notamment par B. Weingast (1993 et 2005) : d'une part, la capacité de l'Etat à assurer la protection des droits individuels vis-à-vis des autres individus et, d'autre part, la capacité de l'Etat à s'engager de manière crédible afin de ne pas constituer une source d'insécurité plus prégnante encore. A ce stade de l'analyse, il ne semble pas nécessaire de revenir sur l'impéritie de l'Etat à assurer la protection des droits individuels. Les atteintes aux droits des actionnaires, ainsi que le détournement de la loi sur les faillites pour mettre en œuvre des stratégies de prédation d'actifs, en constituent les principales manifestations. Il semble, par contre, opportun de s'arrêter sur la seconde déclinaison de la problématique de la *rule of law*. En effet, à la suite de la prise de contrôle par les oligarques des principales compagnies pétrolières, une analyse ayant pour objet de comprendre les stratégies de court terme mises en œuvre doit considérer la question centrale de l'engagement crédible de l'Etat.

A l'évidence, l'insécurité causée par un engagement peu fiable de l'Etat s'est manifestée avec acuité lors de « l'affaire Yukos ». Cette dernière débute à l'automne 2003 avec l'arrestation puis la condamnation de M. Khodokorvsky et de son principal associé P. Lebedev. Elle se poursuit avec la mise en faillite de Yukos et la redistribution des principaux actifs qui en sont constitutifs à la compagnie pétrolière publique Rosneft. Cette affaire témoigne de la persistance de l'absence de la *rule of law* en Russie (Kahn, 2006 : 404).

Néanmoins, constater l'absence de la *rule of law* en Russie, en prenant comme exemple l'affaire Yukos, se résume presque à une vérité d'évidence. En effet, à notre sens, et rappelons que cela constitue l'hypothèse de travail sur laquelle s'articule cette analyse, l'affaire Yukos peut être interprétée comme le point d'aboutissement de la trajectoire de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie. Plus précisément, l'hypothèse de travail consiste à dire que cette trajectoire est marquée par certaines irréversibilités contraignantes empêchant les autorités d'assurer l'effectivité des droits de propriété publics sur les ressources en terre. L'affaire Yukos marque alors un moment clé : celui du passage de la structure de gouvernance pétrolière libérale vers la structure de gouvernance hybride.

Afin d'apporter des éléments d'analyse plus conséquents, il apparaît nécessaire de passer d'une analyse statique à une analyse dynamique. Il convient de s'interroger sur les raisons pour lesquelles il n'a pas été observé de transition vers une sécurisation effective des droits de propriété des oligarques. Cela permet de mettre en lumière certaines de ces irréversibilités de trajectoire, dont la renationalisation de Yukos constitue l'aboutissement. Pour ce faire, nous mobilisons la perspective de la *path dependence* centrée sur l'analyse de « *l'interaction des croyances, des institutions et des organisations* » (North, 2005b : 77), source de « *contraintes imposées aux possibilités de choix du présent à cause des expériences historiques du passé* » (North, 2005b : 78).

Indéniablement, cette approche en termes de *path dependence* demeure exposée à des critiques d'ordre méthodologique, en particulier celui qui s'apparente au problème de la « *régression infinie* » analysé par G. Hodgson (1998 : 184 et 1993 : 9) : à partir de quelles conditions initiales doit-on faire débiter l'analyse du processus de cette interaction, où chacune des composantes est en relation avec les autres ? L'analyse prend pour point de départ les croyances des oligarques relatives à la capacité et à la détermination de l'Etat à sécuriser leurs droits de propriété au moment où ils acquièrent les actions des compagnies par le biais du programme *loans for shares* en 1995-1997.

Plusieurs éléments laissent à penser que les croyances des oligarques, leurs anticipations relatives aux états futurs lorsqu'ils acquièrent leurs droits, tiennent à un sentiment d'insécurité. Tout d'abord, au début du processus, les oligarques n'acquièrent les actions des compagnies que pour une période temporaire d'une durée de trois ans. Ensuite, les procédures d'attribution définitive des actions sont organisées de manière non conforme à la loi. Rappelons que les banques organisent elles-mêmes ces ventes aux enchères et excluent de manière discrétionnaire l'ensemble des acheteurs potentiels (Klebnikov, 2001 : 235-239). La

fin des années 1990 et le début des années 2000 ont alors été marqués par la publication régulière de rapports, notamment celui de la cour des comptes de Russie, qui recensent l'ensemble des fraudes observées durant la privatisation des années 1990 et appellent à un retour sur le résultat de ces dernières (Institute for the Economy in Transition, 2005 : 369-371). Enfin, dès l'acquisition définitive des actions à la suite de ces ventes aux enchères opaques, le programme *loans for shares* est rapidement et durablement frappé d'illégitimité aux yeux de la population²⁵. J. Sapir souligne ainsi que la « *population russe continue de penser, non sans quelques bonnes raisons, qu'elle a été massivement spoliée. Elle est donc structurellement en position de contestation et de revendication par rapport aux pouvoirs politiques et économiques. Le pouvoir politique, pour maintenir son autorité, est alors contraint de se tourner contre le pouvoir économique issu des privatisations* » (Sapir, 2007 : 28-29). Dans cette perspective, dès l'acquisition des actions par les oligarques, les appels à la renationalisation des actifs acquis à travers le programme *loans for shares* se font pressants, notamment au sein du parlement russe (Hare et Muravyev, 2002 : 8).

Les anticipations, les croyances des oligarques relatives à la faible sécurisation de leurs droits de propriété ont indéniablement participé à façonner leurs stratégies initiales de valorisation de leurs actifs dans un horizon temporel de court terme. Il est alors possible de poursuivre l'analyse afin de mieux saisir la manière dont les oligarques ont cherché à influencer l'évolution des institutions pour soutenir leurs stratégies initiales de court terme, elles-mêmes déterminées par leurs croyances sur la faible sécurisation de leurs droits. A cet égard, les oligarques semblent avoir contribué à entretenir le flou juridique et à saper les conditions de mise en place d'un cadre institutionnel caractérisé par la *rule of law*. En effet, dans l'horizon temporel de court terme au sein duquel ils s'inscrivent, les gains susceptibles d'être retirés dans un environnement caractérisé par l'absence de la *rule of law*, en particulier dans un secteur de rente, dépasse les gains pouvant être retirés dans un environnement caractérisé par la *rule of law*. Selon la terminologie de K. Hoff et J. Stiglitz, les bénéficiaires de la privatisation « *peuvent ne pas demander la rule of law même si cet environnement constitue les « règles du jeu » efficaces (...). La raison tient au fait que le régime légal peut inciter à une prédation d'actifs et que cette prédation peut donner aux agents un intérêt à*

²⁵ Selon un sondage réalisé en 2003, 77 % des citoyens russes souhaitent que l'Etat russe revienne sur le résultat des privatisations (Sokoloff, 2003 : 634).

prolonger l'absence de la rule of law » (Hoff et Stiglitz, 2004 : 753)²⁶. Dans l'industrie pétrolière, le détournement de la loi sur les faillites ainsi que les mécanismes de transfert des prix (*cf. infra*) constituent les mécanismes par lesquels les oligarques ont pu mener à bien leurs stratégies de court terme. Pour les oligarques, il était conforme à leur intérêt d'entretenir le flou juridique.

L'objet de l'article de K. Hoff et de J. Stiglitz est d'apporter des éléments de compréhension à la trajectoire de la transition russe à la suite de la thérapie de choc et, par là même, de mettre en évidence l'« *erreur fonctionnaliste* » (Stiglitz, 2002 : 479) qui a soutenu la vision du changement institutionnel mis en avant par les réformateurs afin de justifier la priorité temporelle accordée à la privatisation lors de la mise en place des réformes. La perspective fonctionnaliste du changement institutionnel tend à considérer que les individus seront toujours incités à négocier et à mettre en place les institutions susceptibles de répondre, de manière efficace, à leurs problèmes de coordination – quelle que soit la manière dont cette efficacité est appréhendée (minimiser les coûts de transaction, réduire l'incertitude). Cette perspective fonctionnaliste tend ainsi à évacuer les questions, les difficultés liées aux irréversibilités de trajectoire.

Dans le cas de la transition russe, cette perspective fonctionnaliste se traduit par l'idée selon laquelle, à partir du moment où la priorité temporelle est accordée à la privatisation, l'environnement institutionnel marqué par l'absence de la *rule of law* importe peu pour l'état final du processus, dans la mesure où les nouveaux détenteurs des droits de propriété seront incités à demander et à négocier avec l'Etat les institutions complémentaires pour garantir la complétude et la sécurisation de leurs droits. Cette vision du changement institutionnel présente au sein des travaux de M. Boycko, A. Shleifer et de R. Vishny est résumée de la manière suivante par E. Zhurarskaya : « [Selon Shleifer], *la logique de la transformation institutionnelle implique que les institutions sous-tendant le marché ne pourront être établies avant l'émergence d'une demande pour elles, c'est-à-dire, d'une classe d'agents économiques qui jouent au sein des règles définies par ces institutions (...). Une précondition pour la création de cette demande réside dans la formation des marchés et de la propriété privée* » (Zhurarskaya, 2007 : 130). Cette idée transparaît clairement dans la citation suivante de A. Shleifer et R. Vishny : « *La privatisation offre un avantage politique pour la création*

²⁶ Dans cet article, l'« efficacité » de la règle du jeu est entendue par les auteurs au sens où chacun des détenteurs de droits maximise son revenu en développant des stratégies productives au sein d'un environnement institutionnel permettant de sécuriser leurs droits de propriété. (Hoff et Stiglitz, 2004).

des institutions appuyant la propriété privée car cela crée de véritables propriétaires privés qui commencent à exercer un lobbying important auprès du gouvernement (...). Ces institutions suivront la privatisation plutôt que l'inverse »²⁷.

Mais, il apparaît clairement qu'en Russie, l'absence initiale de la *rule of law*, les croyances initiales relatives à l'insécurité de leurs droits, ainsi que l'importance des gains à retirer sur le court terme, ont incité les oligarques à entretenir le flou juridique pour mener à bien leurs stratégies de prédation de liquidités et d'actifs. Le détournement de la loi sur les faillites, les nombreux abus portés aux droits des actionnaires minoritaires ainsi que les stratégies d'évasion fiscale de grande ampleur le démontrent²⁸. La conclusion qui s'impose, et qui constitue l'un des enseignements de l'expérience de la privatisation russe mis en évidence dans nombre de travaux s'inscrivant dans le paradigme évolutionniste-institutionnaliste, est que le rythme d'introduction des réformes, les conditions initiales dans lesquelles se réalise le processus, ainsi que la manière de privatiser, comptent de manière déterminante, car ils participent à façonner les croyances et les stratégies initiales des détenteurs des droits et, par voie de conséquence, affectent la trajectoire institutionnelle. On perçoit ici « *l'erreur fonctionnaliste* » de la vision particulière du changement institutionnel défendue par les réformateurs au début du processus de transition.

En outre, notons avec J. Sapir que l'argumentation des réformateurs soutenant cette vision fonctionnaliste du changement institutionnel « *contient des incohérences théoriques fortes (...). Il revient à dire ceci. Les acteurs, en l'occurrence les détenteurs des droits de propriété, sont capables d'identifier clairement leurs intérêts à long terme en tant que groupe social, et de les distinguer de leurs intérêts personnels immédiats. Supposer que la vision de l'intérêt de groupe et de long terme puisse spontanément émerger comme représentations dominantes revient à supposer que les agents ne sont pas soumis au voile d'ignorance. Si tel était le cas, ils n'auraient pas besoin de droits de propriété, dans la mesure où ils seraient capables de prévoir le futur dans toutes ses implications, ils seraient en mesure d'établir*

²⁷ Cités dans Hoff et Stiglitz (2004 : 753).

²⁸ Notons que certains auteurs (Zhuraskaya, 2007 ; Shleifer, 2005) voient dans l'activité de l'Union russe des industriels et entrepreneurs depuis l'année 2000 une confirmation de la vision fonctionnaliste du changement institutionnel défendu par les réformateurs. L'exemple pris par ces auteurs est celui du revirement effectué par les oligarques, M. Khodorkovsky et, dans une moindre mesure, R. Abrahamovitch et M. Friedman sur la question de la *corporate governance*. A la suite de la consolidation de leurs filiales au terme des nombreux abus et détournements mis en avant précédemment, ces derniers se sont positionnés en tant que défenseurs des pratiques de bonne gouvernance. A notre sens, cette prise de position est largement à nuancer dans la mesure où ce revirement observé à partir de 2000 s'inscrit pleinement dans une stratégie de valorisation boursière de leurs actifs sur le court terme.

entre eux des contrats à la fois complets et parfaits. Or c'est justement l'incapacité d'établir de tels contrats – en raison du voile d'ignorance et des asymétries d'information que ce dernier induit – qui est une des deux raisons de la nécessité des droits de propriété » (Sapir, 2005a : 80-81).

Il est possible de considérer que, du point de vue des oligarques, leurs croyances, les règles – en l'occurrence l'absence d'effectivité de leurs droits de propriété – et leurs comportements constituent, à la fin des années 1990 et au début des années 2000, un équilibre auto-exécutoire. Cette idée d'équilibre auto-exécutoire émane d'auteurs tels M. Aoki (2006) et A. Greif (2004 et 1998) qui insistent sur la dimension cognitive des institutions et qui recourent à la théorie des jeux afin de traiter des problématiques institutionnelles : l'émergence des institutions, leur plus ou moins grande capacité à influencer le comportement des individus, leurs interactions au sein d'un arrangement global, ainsi que leur évolution. M. Aoki définit une institution comme *« un système de croyances partagées auto-entretenu sur la manière dont le jeu est joué. Sa substance est une représentation synthétique des propriétés saillantes et invariantes d'un sentier d'équilibre particulier, que presque tous les agents du domaine considèrent comme important du point de vue de leur choix stratégiques individuels et qui est, à son tour, reproduite par leurs choix effectifs dans un environnement en continue évolution »* (Aoki, 2006: 45-46).

L'intérêt de mobiliser cette idée d'équilibre auto-exécutoire où les croyances, les règles et les comportements s'auto-entretiennent, tient au fait que cette approche permet d'aborder le problème de la difficulté susceptible d'être rencontrée pour modifier cet équilibre. Sur ce point, l'échec du pacte tacite qui structure les relations entre les oligarques et les autorités à la suite de la prise de pouvoir de V. Poutine constitue un exemple éclairant de cette difficulté. Le début du premier mandat présidentiel de V. Poutine est marqué par un pacte tacite avec les oligarques, dont les termes sont les suivants : l'Etat s'engage à ne pas revenir sur le résultat des privatisations, dès lors que les oligarques investissent de manière productive dans leurs actifs et s'acquittent de leurs obligations fiscales, notamment (Gurieff et Rachinsky, 2005 : 148 ; Kahn, 2006 : 404). L'inefficacité de cette règle tacite pour changer les comportements des oligarques, du moins dans le secteur pétrolier, démontre l'échec de ce pacte et la difficulté de modifier l'équilibre auto-exécutoire entre croyances, comportements et règles qui s'est créé à la fin des années 1990.

SECTION 2. LES DEFAILLANCES DES DISPOSITIONS CONTRACTUELLES ENCADRANT LA TRANSACTION ENTRE L'ETAT ET LES COMPAGNIES PRIVEES

Cette seconde section poursuit l'analyse de l'hybridation de la structure de gouvernance pétrolière libérale dans le contexte russe, du début des années 1990 au milieu des années 2000. A ce stade, l'analyse portera sur l'interaction entre les règles de différents niveaux, question centrale des travaux de l'ECT. Dans cette approche, l'élargissement du principe de « *l'alignement discriminant* » vise à appréhender la manière dont les caractéristiques de l'environnement institutionnel participent à façonner la nature et l'ampleur des problèmes de coordination induits par la transaction, d'une part, et contraignent les possibilités d'exécution des contrats qui sous-tendent chaque structure de gouvernance, d'autre part.

En prenant acte du manque d'effectivité des droits de propriété sur les actifs, et des stratégies de court terme mises en œuvre par les compagnies qui en découlent, il est possible de mieux cerner les contours de la zone de conflit-coopération qui structure la transaction d'ouverture de l'amont entre les autorités fédérales et les compagnies sur la question de la gestion des ressources en terre. Selon A. Åslund, lorsque les oligarques ont cherché à « *maximiser leurs profits personnels en augmentant la production, leurs intérêts se sont trouvés coïncider avec ceux de la nation* » (Åslund, 2006 : 323). A notre sens, il convient d'être plus nuancé quant à l'affirmation de la convergence d'intérêts entre les oligarques et les autorités fédérales. En effet, la crise d'exploration de l'industrie pétrolière russe se heurte rapidement aux intérêts de l'Etat dans la mesure où elle laisse peser une incertitude forte sur l'évolution de la production à moyen/long terme (2.1).

Le problème posé est alors celui de la capacité des autorités fédérales à définir une régulation par les contrats, susceptible de refaçonner les incitations des compagnies afin que ces dernières investissent dans l'exploration de nouveaux gisements, actifs spécifiques par nature. Sur ce point, nous développons l'idée de l'infaisabilité, du point de vue des autorités fédérales, de définir une telle régulation. Pour comprendre ce caractère non réalisable, il est nécessaire de revenir sur les deux arbitrages qui ont été identifiés dans le premier chapitre, lors de l'analyse comparative des dispositions contractuelles selon leurs capacités intrinsèques à surmonter les problèmes de coordination de la transaction d'une structure de gouvernance pétrolière libérale (*cf.* Chapitre 1). Le premier arbitrage est relatif aux dispositions fiscales. Il tient à l'augmentation des coûts de contrôle *ex post* qui incombent à l'Etat pour se prémunir

contre les stratégies opportunistes des compagnies et assurer l'efficacité des taxes progressives, fondées sur la rente pétrolière différentielle, et qui peuvent constituer un outil par lequel l'Etat est en mesure d'orienter les stratégies des compagnies. Or, dès le début du processus de transition, les autorités fédérales se trouvent dans l'incapacité de capter la rente pétrolière. Les bénéfices informationnels des compagnies, en termes de coûts de production et de prix de vente du brut, rendent rapidement délicate la captation de la rente par le biais des outils fiscaux définis au début du processus de transition et qui intègrent certains éléments de flexibilité. Naviguant à vue, les autorités ont alors rapidement privilégié des taxes dont l'assiette est fondée sur le volume de la production, en dépit des mauvaises incitations que ces taxes transmettent aux compagnies, en termes d'exploration et de gestion des réserves en terre. (2.2). Ensuite, le deuxième arbitrage réside dans la nécessité de trouver un équilibre adéquat entre stabilité et flexibilité contractuelle. La difficulté d'atteindre un tel équilibre par voie contractuelle est manifeste dans le contexte russe. Tandis que le cadre juridique *parvient difficilement* à stabiliser les anticipations des compagnies vis-à-vis de l'évolution *ex post* du cadre législatif, le cadre juridique des APP, quant à lui, peine à permettre aux parties prenantes à la transaction d'adapter les termes contractuels aux perturbations fortuites qui entourent la transaction (2.3).

2.1. Les divergences d'intérêt entre les autorités fédérales et les compagnies pétrolières privées sur la question de la gestion des ressources en terre

Deux caractéristiques structurelles de la Russie doivent être prises en considération afin d'affiner l'analyse des convergences et des divergences d'intérêts entre l'Etat et les compagnies privées en terme de gestion des ressources. Ces deux caractéristiques sont, d'une part, la base des réserves prouvées/ressources probables de la province russe, et d'autre part, les intérêts macroéconomiques de la Russie. Concernant le premier point, il apparaît que le rythme de déplétion des réserves est très élevé. Au milieu des années 2000, le risque principal, auquel est confrontée l'industrie pétrolière russe, est celui d'une baisse importante de la production à court terme. A moyen/long terme, le risque était de voir se dessiner un profil de production caractérisé par un plateau relativement étroit, suivi d'un déclin très marqué. Cette perspective posait problème, au regard de la seconde caractéristique : le rôle de l'industrie des hydrocarbures dans le schéma de croissance de l'économie qui est observé à la suite de la crise financière de l'été 1998. L'objectif de diversification de la structure productive et exportatrice affiché par les autorités devait nécessairement, et c'est toujours le cas, passer par une période de transition ainsi qu'une utilisation, semble-t-il, relativement

active de la rente ; d'où l'obligation pour les autorités de maintenir une capacité productive et exportatrice de pétrole. Du point de vue des autorités fédérales, cela leur imposait donc de modifier la dynamique de gestion des ressources en terre qui s'observe à partir de 1999.

2.1.1. Le rythme élevé du taux de déplétion et la crise d'exploration de l'industrie pétrolière russe

Au milieu des années 2000, la mise en regard du niveau des réserves prouvées, d'une part, avec le niveau de production, d'autre part, conduit le ministre des ressources naturelles, Y. Trutnev, à considérer que ces réserves seront épuisées dans un horizon temporel de 10 ans (Kryukov et Moe, 2007 : 343). Notons que cette estimation du rapport entre niveau des réserves et niveau de production diffère selon les évaluations concernant les réserves prouvées russes. A titre d'exemple, BP estime, en 2007, que le montant des réserves prouvées de la Russie s'élève à 79,5 milliards de barils, correspondant alors à un ratio réserves sur production de 21,4 années. Le niveau du ratio réserves sur production est ainsi largement inférieur à celui de la plupart des pays producteurs du Moyen-Orient, pour lequel ce rapport s'élève, en moyenne, à 80 ans. Cela témoigne bien du rythme rapide de déplétion qui s'installe en Russie au début des années 2000 (Bahgat, 2010 : 162).

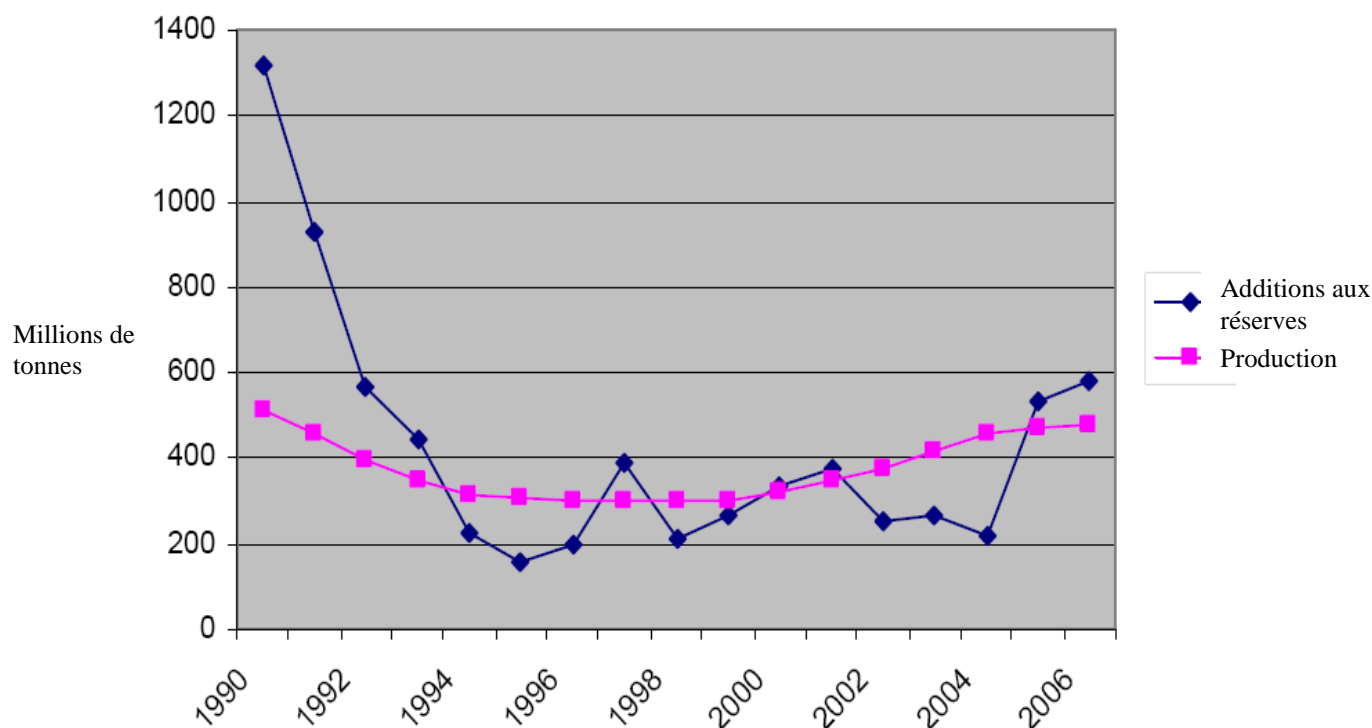
Évidemment, une perspective différente se dégage si l'on prend en considération le niveau des ressources probables²⁹. En dépit des incertitudes qui entourent nécessairement l'exercice d'évaluation du montant de ressources d'une province, les régions frontières de la Russie sont sous-explorées et les réserves à découvrir semblent relativement importantes. On touche là au paradoxe « *de l'abondance des ressources et de la rareté des réserves* » sur lequel insistent V. Kryukov et A. Moe (2006) lorsqu'ils caractérisent la dynamique de l'industrie pétrolière russe depuis 1999.

La question du manque d'exploration est devenue prioritaire dans l'agenda politique du début des années 2000 (Kryukov et Moe, 2008). Deux indicateurs, témoignant de l'urgence des dispositions à prendre pour éviter une baisse trop abrupte de la production, expliquent la mise au premier plan de cette question. Le premier indicateur, c'est l'impéritie de la fédération de Russie à assurer un taux de renouvellement adéquat des réserves prouvées (cf. Graphique 3.3). Le second est relatif à la détérioration de la structure des réserves russes. Selon L. Dienes, la part des réserves entrant dans la catégorie A + B a chuté de 67,8 % en 1958 à 26,5 % en 2000 (Dienes, 2004 : 328). La part des réserves dans la catégorie A,

²⁹ Y. Trutnev estime que ce ratio se situe aux alentours de 35-40 ans (Kryukov et Moe, 2007 : 343).

correspondant aux réserves prouvées des champs actuellement en production, s'élève quant à elle à 8,7 %. Cette détérioration est également soulignée par l'Agence internationale de l'énergie. Cette dernière estime que les stratégies de déplétion adoptées par les compagnies pétrolières russes ont entraîné une augmentation significative de la part des réserves prouvées tombant dans la catégorie « *difficile à récupérer* ». En 2003, cette part est estimée à 60 % (IEA, 2003 : 148). Le début des années 2000 est ainsi marqué par la prise de conscience du caractère difficilement soutenable de la gestion des ressources en terre telle qu'elle résulte des stratégies des compagnies : tandis que le potentiel de croissance qui réside dans la réhabilitation des gisements existants s'épuise, le substrat de la production à moyen/long terme n'est pas assuré.

Graphique 3.3 : Production et additions aux réserves de la Russie



Source : Moe (2009)

Notons que le taux de renouvellement supérieur à 100 % de la production observée depuis 2006 tient aux révisions du niveau des réserves effectuées au sein des gisements en production.

En dépassant quelque peu l'horizon temporel assigné à ce chapitre, il faut souligner que les dirigeants politiques, ainsi que certains acteurs de l'industrie pétrolière, n'auront de cesse d'insister, durant la décennie 2000, sur l'urgence d'une modification des comportements des compagnies dans le domaine de l'exploration. A titre d'exemple, lors d'un discours tenu le 11 juillet 2008, devant les principaux acteurs énergétiques russes, V. Poutine met en exergue que « *les possibilités d'une croissance basée sur les ressources anciennes (...) ont*

fondamentalement été épuisées »³⁰. C'est également l'avis de Y. Chakranik, président du Conseil de l'Union des industriels du pétrole et du gaz de Russie, qui déclarait, en 2005, « *qu'aujourd'hui en Russie, la production ne baisse pas, mais touche aux limites du potentiel de rétablissement* »³¹.

Le même sentiment d'urgence transparaît dans les documents officiels qui présentent les profils de production visés par les autorités, en particulier la « Conception du développement socio-économique à long terme de la Fédération de Russie », délivrée en mars 2008, par le ministère du développement économique et, surtout, la « stratégie énergétique jusqu'à 2030 », adoptée par le gouvernement en novembre 2009³². Cette dernière se substitue à celle adoptée en 2003 dont l'horizon temporel courait jusqu'en 2020. Le profil visé de production qui est présenté dans ces documents est de maintenir le plateau de production à un niveau de 10,6/10,7 M b/j à l'horizon 2030.

La stratégie énergétique russe jusqu'en 2030 prévoit ainsi que des investissements de l'ordre de 609 à 625 milliards de dollars seront nécessaires dans l'industrie pétrolière afin d'assurer un tel profil de production. La grande majorité de ces investissements, 491-501 milliards de dollars, devra être consacrée à l'exploration dans les « zones frontières » afin de contrecarrer le déclin de la production au sein des gisements matures des bassins pétroliers de Sibérie occidentale et de la Volga-Oural.

Ce que nous appelons les « zones frontières » sont les bassins pétroliers relativement sous-explorés : bassins pétroliers de la Sibérie orientale, de l'extrême-orient russe, gisements localisés en *offshore* (zone russe de l'Arctique – mer de Barents et mer de Kara notamment – zone *offshore* de l'île de Sakhaline, mer de Bering) [cf. Carte 3.1]. Ainsi, la stratégie prévoit que la part des gisements de Sibérie orientale passe de 3 % de la production totale en 2008 à 18 % en 2030 (Bahgat, 2010 : 168).

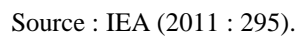
Selon S. Yenikeeff, les capacités actuelles de production pourront contribuer à hauteur de 70 % de la production envisagée en 2015-2020. Le reste est susceptible d'être assuré par les projets en cours. A partir de 2020, la question est posée de savoir si les investissements entrepris seront suffisants pour soutenir la production à un niveau de

³⁰ Cité dans Godzimirski et Rowe (2008 : 6).

³¹ Interview réalisée par Pétrostratégies. Voir *Pétrostratégies* du 13/06/05, n° 924, p. 7.

³² Pour une présentation de ces documents officiels, voir Godzimirski et Rowe (2008), Kuchins *et al.* (2008), Baghat (2010) et Komduur (2010).

Carte 3.1 : les principaux bassins pétroliers russes



2.1.2. Les intérêts macroéconomiques de la Russie : une stratégie de diversification de la structure de production s'étalant sur une période de deux-trois décennies

Afin de compléter l'analyse des divergences et des convergences d'intérêts entre l'Etat et les compagnies privées sur la question de la gestion des ressources en terre, il peut être utile de réaliser un détour par les caractéristiques macroéconomiques de la Russie. En effet, certains auteurs, tels J. Mitchell et P. Stevens, considèrent fructueuse l'étude des intérêts macroéconomiques des Etats pétroliers afin de pouvoir s'inscrire dans une logique d'aide à la décision en terme de rythme de déplétion (Stevens et Mitchell, 2008a et 2008b). Selon leur

grille de lecture, deux questions cruciales se présentent aux autorités comme celles de la Russie, dont l'objectif est d'assurer une diversification de la structure productrice et exportatrice. La première est relative à la période de transition durant laquelle le schéma de croissance devra s'appuyer sur la rente des hydrocarbures. Cette perspective permet d'affiner l'analyse de l'horizon temporel au sein duquel s'inscrit un Etat dans la gestion des ressources en terre. Néanmoins, les débats en cours en Russie sur cette question apparaissent sans grande pertinence puisque, de fait, le rôle des hydrocarbures dans le schéma de croissance qui se met en place à la suite de la crise de 1998 peut demeurer important durant une période qu'il est délicat de délimiter d'une manière précise³³.

La seconde question traitée dans la grille de lecture de P. Stevens et J. Mitchell apparaît alors plus pertinente. Elle concerne le degré d'utilisation de la rente pétrolière qui semble adéquat, en fonction des caractéristiques macroéconomiques du pays. L'une des questions importantes auxquelles sont confrontées les autorités d'un Etat pétrolier, dans la détermination d'une stratégie de diversification de la structure productive et exportatrice, est relative à l'utilisation de la rente pétrolière. Trois choix, non mutuellement exclusifs, s'offrent aux autorités. Le premier réside dans l'extraction et l'utilisation active de la rente pétrolière. Le deuxième consiste à extraire les ressources et à geler la rente qui revient à l'Etat au sein d'un fonds de stabilisation. Enfin, le dernier réside dans la non-extraction de la ressource.

³³ Suite à la crise financière d'août 1998, et en raison de la concentration de la structure productive et exportatrice de la Russie, le rôle déterminant du secteur des hydrocarbures dans l'amélioration de l'ensemble des indicateurs macroéconomiques (croissance du PIB, désendettement de l'Etat, croissance de la consommation, et hausse des investissements) est mis en évidence dans nombre de travaux (OECD, 2006 : 22-31 ; World Bank, 2004a : 5-17). Notons néanmoins, à la suite de J. Sapir (2007), qu'il serait réducteur de voir dans la croissance russe le seul effet de la hausse conjuguée des cours internationaux du brut et des exportations. En particulier, la dévaluation du rouble a permis d'enclencher un mouvement de substitution aux importations pour les industries de consommation et pour les industries lourdes. Néanmoins, après 2002, les effets directs, et surtout indirects, de la hausse de la production et de la rente pétrolière acquièrent plus d'importance dans le schéma de croissance russe (Sapir, 2012). Le choc positif des termes de l'échange a contribué à augmenter la croissance de la consommation interne, publique et privée, ainsi que les investissements publics, lesquels se sont positionnés en moteur de la croissance du PIB (Tabata, 2009). Deux vecteurs sont à prendre en considération. En premier lieu, les hydrocarbures constituent la principale source de recettes budgétaires pour l'Etat fédéral. La stabilisation des recettes de l'Etat a permis de soutenir la demande intérieure et les investissements. En effet, la hausse et, plus simplement, le paiement effectif des salaires et des retraites ont tout d'abord contribué à mettre un terme aux phénomènes des impayés et de la démonétisation de l'économie. La consommation des administrations publiques a également contribué à soutenir la croissance. En second lieu, l'industrie des hydrocarbures permet à la Russie d'asseoir un excédent du compte courant très important. Ce double excédent a permis le remboursement anticipé des dettes publiques libellées en devises, ainsi que l'accumulation progressive des recettes des hydrocarbures au sein d'un fond de stabilisation. Cela a favorisé, pour les acteurs russes et notamment pour les banques, l'accès aux liquidités internationales. Certes, cette évolution s'est révélée problématique à la suite de la crise financière de 2008, dans la mesure où l'endettement en devises des acteurs russes, principalement des acteurs privés, a imposé des contraintes fortes sur les possibilités de gestion de la crise par les autorités monétaires (*cf. infra*), mais elle a, dans un premier temps, permis le développement des crédits domestiques à la consommation (OECD, 2006 : 25).

Lorsque l'optique adoptée est de déterminer un taux de déplétion adéquat au regard des intérêts macroéconomiques d'un Etat, une analyse des coûts/bénéfices de chacune des stratégies est nécessaire.

Pour ce faire, il convient de faire un détour, même rapide, du côté de la littérature portant sur la « malédiction des ressources » [*resource curse*]. En effet, « *la peur d'une attaque de la resource curse va jouer un rôle important dans la décision des gouvernements de convertir ou non leurs actifs constitués par les ressources en terre en actifs hors-terre* » (Stevens et Mitchell, 2008a : 29). L'objet de cette littérature est de rendre compte du paradoxe, mis en évidence par des travaux empiriques, qui réside dans la dégradation de la plupart des indicateurs macroéconomiques à la suite d'un boom (en termes de volume et/ou de prix) des ressources³⁴. De manière schématique, cette littérature est constituée, soit de travaux qui portent sur les vecteurs macroéconomiques de transmission, soit de travaux, plus récents, visant à intégrer dans l'analyse certains vecteurs institutionnels pour expliquer la *resource curse*³⁵.

L'analyse qui suit porte principalement sur les vecteurs macroéconomiques de la *resource curse* : la « *maladie hollandaise* » [*dutch disease*] et la vulnérabilité du schéma de croissance par rapport aux fluctuations des cours pétroliers. Le symptôme de la « *maladie hollandaise* » se manifeste principalement par une appréciation du taux de change de la monnaie nationale vis-à-vis des devises de ses principaux partenaires. Cette appréciation de la monnaie nationale peut avoir des effets différents selon les secteurs domestiques considérés. D'une part, elle permet de diminuer les coûts des importations, favorisant ainsi la consommation domestique ainsi que les secteurs dont les inputs sont importés. D'autre part, ce même mouvement est susceptible d'impulser un phénomène de désindustrialisation touchant les secteurs ouverts à la concurrence ; l'appréciation du taux de change affectant leur compétitivité à la baisse.

Il peut être considéré que ce syndrome a effectivement touché la Russie. L'appréciation rapide du rouble, vis-à-vis du dollar et de l'euro notamment, pendant la

³⁴ Pour un tel travail empirique, voir notamment Sachs et Warner (2001 et 1995).

³⁵ Les travaux portant sur la *resource curse* abondent. Pour les travaux récents articulés autour des deux types de symptômes de la *resource curse*, voir Aoun (2008), Stevens et Dietsche (2008), Robinson *et al.* (2006), Ross (1999 et 2001). Pour ce qui est de l'application de la grille des symptômes économiques de la *resource curse* à la situation russe, voir Ahrend (2006b), Oomes et Kalcheva (2007), Robinson (2009). Pour une application à la Russie des symptômes institutionnels, voir Tompson et Marcoux (2006), Jones Luong et Weinthal (2010) et Orttung (2009).

période de redressement de la production et des exportations pétrolières, en raison de l'afflux de devises, va dans un premier temps éroder l'avantage concurrentiel permis par la dévaluation du rouble lors de la crise d'août 1998. La poursuite de ce mouvement a indéniablement affecté négativement la croissance des industries dont la production est en concurrence avec les produits importés. On observe ainsi un ralentissement marqué de la croissance de ces industries³⁶. Ce phénomène se manifeste, et particulièrement à partir de 2005, par une détérioration de la balance commerciale hors produits pétroliers. Ainsi, l'augmentation de la consommation des ménages a principalement été satisfaite par une augmentation des produits importés. A l'heure actuelle, les débats au sein des travaux tentant d'appliquer à la Russie la grille de lecture du syndrome hollandais portent essentiellement sur la distinction à réaliser entre l'héritage soviétique, d'une part, et les effets effectifs de la *dutch disease*, d'autre part, pour expliquer cette désindustrialisation relative (Oomes et Kalcheva, 2007). Il n'en demeure pas moins que l'appréciation relative du taux de change du rouble vis-à-vis des devises de ses principaux partenaires a affecté à la baisse la compétitivité de certaines industries russes et entraîne d'importantes difficultés pour réaliser la diversification de sa structure industrielle.

Le second symptôme de la *resource curse* réside dans la vulnérabilité des économies exportatrices de pétrole aux fluctuations des termes de l'échange. La baisse observée des cours à la fin de l'année 2008 est venue rappeler la prégnance de ce risque pour la Russie. Conjugée aux effets directs de la crise financière en termes d'accès aux crédits internationaux et de baisse du commerce international, la baisse de relativement courte durée des cours internationaux a participé à la contraction importante du PIB russe. Cela s'est réalisé de manière indirecte³⁷. La baisse des afflux en devises a contribué à accroître la pression à la baisse du cours du rouble, par rapport au dollar et à l'euro. En raison de l'endettement en devise important des acteurs privés, le gouvernement et la banque centrale

³⁶ A l'évidence, les différentes industries de biens échangeables ont été affectées de manière différente par l'appréciation du rouble vis-à-vis du dollar, d'une part, et vis-à-vis de l'euro, d'autre part. Les industries manufacturières légères, principalement en concurrence avec les produits chinois, ont été affectées par l'appréciation du taux de change du rouble vis-à-vis du dollar. Les dernières années ont ainsi vu le volume du commerce entre la Chine et la Russie augmenter de manière importante. V. Poutine a néanmoins officiellement mis sur le devant de la scène sa préoccupation grandissante quant à l'évolution de la structure du commerce bilatéral avec la Chine : un déficit grandissant depuis 2007 ainsi qu'une baisse des exportations russes de machines et d'équipements. Cela témoigne de la perte de compétitivité de ces industries et du confinement de plus en plus marqué de la Russie en tant que fournisseur de produits primaires. Pour ce qui est de l'appréciation du taux de change vis-à-vis de l'euro, cette dernière a, semble-t-il, plus affecté les industries chimiques. Voir OECD (2006 : 89-91) et Kuchins *et al.* (2008 : 14-16).

³⁷ Pour une analyse des causes de la contraction rapide, mais de courte durée, du PIB russe en 2009, voir Sapir (2010) ainsi que Dorbec et Perracino (2009).

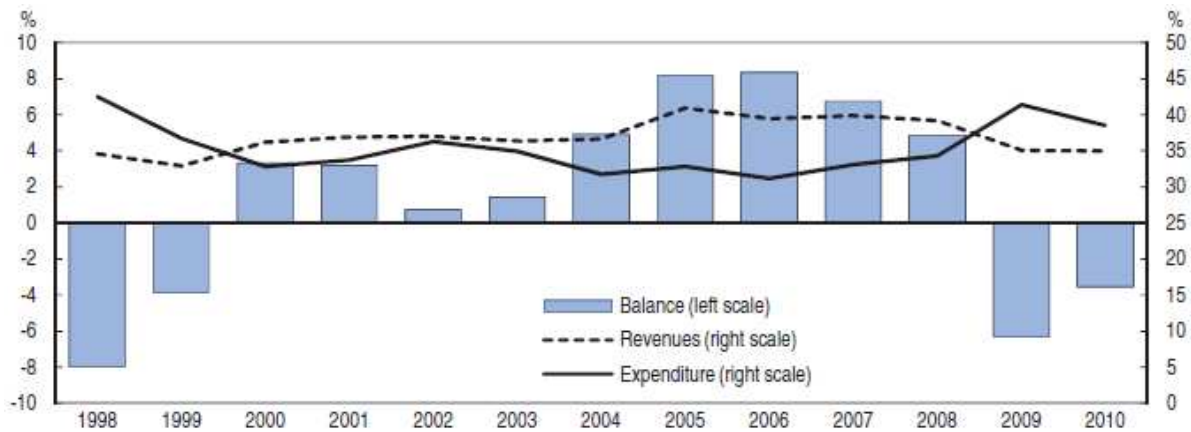
ont privilégié une politique de taux d'intérêts élevés. Il s'en est suivi une baisse des crédits à la consommation et à l'investissement, et donc un choc de la demande auquel les industries manufacturières ont été particulièrement sensibles.

Faut-il en conclure à la nécessité, pour la Russie, de ralentir sur le court terme l'extraction des ressources afin de protéger son économie contre les effets négatifs du boom des ressources, comme l'inciterait à le faire la grille de lecture de P. Stevens et J. Mitchell ? En effet, si le boom des ressources est susceptible de compromettre la diversification de la structure productive et exportatrice de la Russie, il peut apparaître opportun de ralentir le taux de déplétion. Ce serait sans doute une conclusion excessive et cette possibilité ne semble pas être envisagée par les autorités. Pour ces dernières, les termes principaux du débat sont les suivants : d'un côté, quelle ampleur accorder à la stratégie d'utilisation active de la rente pétrolière ; de l'autre, dans quelle mesure « stériliser » cette rente afin de protéger autant que faire se peut l'économie contre les deux manifestations principales de la *resource curse* ? En dépassant quelque peu l'horizon temporel assigné à ce chapitre, notons qu'une rupture semble s'observer depuis 2005-2006 (OECD, 2009 ; Anker et Sonnerby, 2008).

Jusqu'en 2005-2006, les autorités avaient mis en place une politique budgétaire contra-cyclique, stérilisant une partie importante de la rente pétrolière lui revenant au sein d'un fonds de stabilisation créé en 2004. La mise en place d'un fonds de stabilisation est présentée, si ce n'est comme une panacée, du moins comme un bon moyen pour stabiliser les revenus de l'Etat vis-à-vis des évolutions à la baisse des termes de l'échange. En outre, lorsque la rente ainsi gelée est placée en actifs étrangers, comme c'est le cas en Russie, cela participe également à amoindrir les tensions relatives à l'appréciation réelle du taux de change (Ahrend, 2006b : 8-9). Un tel objectif semble également avoir guidé la politique monétaire de la Banque centrale de Russie durant les années 2000. En effet, les autorités sont intervenues sur le marché des changes, par des achats importants de devises afin d'assurer une hausse progressive et étalée de la valeur réelle du rouble (Nekipelov, 2012 : 106 ; Anker et Sonnerby, 2008 : 13-14)

Une tendance à l'utilisation plus active de la rente est observée depuis 2005-2006. Cette orientation est confirmée lors de la crise de 2009. En témoigne principalement l'augmentation importante des dépenses budgétaires, dédiées notamment aux programmes sociaux nationaux (*cf.* Graphique 3.4).

Graphique 3.4 : Budget du gouvernement général de Russie



Source : OECD (2011 : 90)

Au final, le détour réalisé par l'analyse de la structure macroéconomique de la Russie permet de saisir d'une manière plus fine les préférences des autorités en termes de rythme de déplétion des réserves en terre. Premièrement, la concentration de la structure productive et exportatrice de la Russie implique de fait que l'objectif des autorités demeure d'éviter une baisse trop abrupte de la production à court terme. A plus long terme, les symptômes de la *resource curse* sont effectivement susceptibles de gêner la diversification de la structure productive et exportatrice. Dans cette perspective, les autorités sont placées devant un arbitrage dont les termes sont les suivants : ralentir le taux de déplétion, utiliser de manière active la rente pétrolière ou geler cette dernière. A partir du milieu des années 2000, les autorités penchent en faveur de la deuxième stratégie. Dans cette perspective, le maintien d'une capacité productive et exportatrice permettant de soutenir les objectifs des autorités³⁸ nécessite une modification de la dynamique de gestion des ressources en terre définie dans le cadre de la structure de gouvernance libérale. En particulier, il s'agit d'inciter les compagnies à investir dans les nouveaux gisements.

2.2. Les difficultés pour assurer une régulation adéquate des opérations de l'amont pétrolier par le biais de la fiscalité dans le contexte russe

Au regard de l'objectif affiché par les autorités fédérales, qui est de répondre à la crise d'exploration, il est possible de suivre Z. Muslumov lorsqu'il évoque « *les paradoxes du régime fiscal russe* » qui s'appliquent aux opérations de l'amont pétrolier (Muslumov, 2010 :

³⁸ La position d'E. Primakov est à cet égard éclairante. L'ancien premier ministre plaide pour une utilisation plus active de la rente pétrolière jusqu'alors gelée, ou placée sur les marchés financiers internationaux, notamment en titre du trésor américain. En outre, il considère en évoquant ce besoin d'investir la rente pétrolière qu'une « *telle situation ou une situation proche sera conservée dans une longue perspective, même dans le cas d'un progrès important du processus de diversification de l'économie russe* » (Primakov, 2009 : 118).

26). Afin d'expliciter et d'apporter certains éléments de compréhension à ce paradoxe, plusieurs points, sur lesquels l'analyse s'est arrêtée dans le premier chapitre lors de l'étude comparative des principales dispositions fiscales, peuvent utilement être rappelés (*cf.* Chapitre 1). Tout d'abord, il convient de garder à l'esprit que les taxes progressives sont celles qui prennent pour assiette fiscale la rente différentielle. Quant aux taxes régressives, elles se fondent sur le volume ou sur la valeur de la production. Ensuite, cette distinction relative à l'assiette fiscale constitue le point sur lequel s'appuie l'ensemble de la littérature portant sur la fiscalité des ressources naturelles, pour mettre en évidence l'efficacité relative supérieure des taxes progressives par rapport aux taxes régressives. L'efficacité des taxes progressives vient du fait qu'elles ne créent pas de distorsions dans les incitations des compagnies lors de la définition de leurs stratégies d'investissement et de gestion des ressources en terre. Plus précisément, les compagnies sont incitées à investir pour explorer et extraire l'ensemble des réserves qu'elles jugent rentables, eu égard à leur taux de retour sur investissement. A l'inverse, les taxes régressives peuvent amener les compagnies à négliger le potentiel géologique d'une province. En particulier, elles peuvent les inciter à se désintéresser de l'exploration des zones marginales d'une province pétrolière. Ces dernières peuvent ne plus apparaître rentables. Enfin, le dernier élément à rappeler réside dans le fait que la mise en œuvre des dispositions fiscales progressives va de pair avec une augmentation des coûts de contrôle qui incombent à l'Etat afin de se protéger contre les comportements opportunistes de la part des compagnies. En effet, les taxes qui reposent sur une assiette fiscale constituée par la rente différentielle nécessitent que l'Etat soit en mesure de contrôler les coûts de production et les prix de vente du brut afin de se prémunir contre le risque d'évasion fiscale. A l'inverse, les taxes régressives n'exigent, de la part de l'Etat, qu'un contrôle qui se limite au volume de production des compagnies.

Les deux premiers éléments de rappel permettent de mettre en lumière le paradoxe du régime fiscal russe. Il tient au fait que l'observation attentive de l'évolution des principales dispositions fiscales dont doivent s'acquitter les compagnies pétrolières, depuis le début du processus de transition, permet de voir une augmentation du poids relatif des taxes régressives par rapport aux taxes progressives. Or, sans aucun doute, l'augmentation de ce poids relatif des taxes régressives participe à inciter les compagnies à se tourner vers des stratégies de court terme et vers l'absence d'investissements dans l'exploration. Quant au troisième élément qui a été rappelé, il permet, à notre sens, d'éclairer l'une des raisons principales qui explique ce paradoxe : la faible capacité administrative de l'Etat russe à contrôler *ex post* les

compagnies a empêché qu'une régulation puisse s'appliquer réellement par le biais de taxes progressives. Cela s'entend de deux manières principales : d'une part, les autorités fédérales se montrent relativement impuissantes à capter la rente différentielle par le biais de ces taxes et, d'autre part, ces taxes ne peuvent se constituer, dans le contexte russe, en tant qu'outil de régulation des compagnies. Dans cette perspective, les autorités ont rapidement préféré bâtir le régime fiscal autour de taxes régressives dans le but de capter une partie de la rente, et ceci en dépit des incitations inappropriées que ces taxes entraînent (Dienes, 2004 ; Skyner, 2011).

2.2.1. Les difficultés rencontrées par les autorités fédérales afin de capter la rente différentielle

L'indicateur principal de l'impéritie des autorités fédérales à capter la rente différentielle réside dans l'ampleur prise par les mécanismes internes et externes de transfert des prix au sein de l'industrie pétrolière. Rappelons que ces mécanismes constituent les vecteurs principaux par lesquels les dirigeants ont pu mener à bien les stratégies de prédation de liquidité des sociétés d'exploration et de production, durant la phase de privatisation vers les *insiders*. Ces derniers semblent avoir privilégié le mécanisme externe de transferts de prix. Selon ce mécanisme, des sociétés commerciales, contrôlées par les *insiders* et enregistrées au sein de « paradis fiscaux » extérieurs, voire même intérieurs, à la Russie, achètent le brut aux sociétés d'extraction-production constitutives des holdings. Ces achats se réalisent à des prix largement inférieurs aux prix de vente du brut sur le marché interne. La différence est bien sûr encore plus marquée avec les cours internationaux. En outre, comme cela a été souligné, le recours au troc et aux dettes interentreprises participent également de la possibilité laissée aux *insiders* pour développer ces mécanismes à grande échelle. De manière automatique, il s'ensuit une sous-évaluation artificielle des profits déclarés aux autorités par les sociétés de production ainsi que par les holdings. Quant aux oligarques, ils ont également largement développé le mécanisme de transfert interne des prix : le brut produit par les sociétés constitutives des holdings est vendu à un prix quasi nul à la holding mère afin de centraliser le profit au niveau de cette dernière. La fonction de ce mécanisme est donc double pour les oligarques. D'une part, cela permet la mise en œuvre des stratégies d'évasion fiscale. En centralisant le profit au niveau de la holding mère, il est possible de diminuer le montant des taxes qui sont fondées sur la valeur de la production³⁹. D'autre part, la centralisation des profits entraîne la diminution de la valeur des actions des sociétés d'exploration-production.

³⁹ En 2002, la répartition des exportations pétrolières selon les régions montre que 25 % des exportations pétrolières sont en provenance de la ville de Moscou (Tabata, 2002 : 612).

Durant la période de consolidation de leurs actifs à la fin des années 1990, cela a favorisé le rachat, par la holding mère, des actions de ces sociétés et, par voie de conséquence, l'intégration verticale effective des holdings⁴⁰.

Il demeure délicat de quantifier ces fraudes fiscales. Néanmoins, au début des années 2000, certains travaux s'attachent à corriger la répartition sectorielle de la valeur ajoutée du PIB russe, afin d'éliminer le biais introduit par le mécanisme de transfert des prix. En effet, ce mécanisme induit nécessairement une diminution artificielle de la valeur ajoutée créée par le secteur des hydrocarbures au sein des chiffres officiels. Ainsi, selon la Banque mondiale, la part du secteur des hydrocarbures dans le PIB russe s'élève effectivement à 20 % pour l'année 2000, contre moins de 8 % selon les données officielles (World Bank, 2004a : 8-9 et 2004b). La sous-estimation du poids relatif de l'industrie des hydrocarbures en raison de ce mécanisme de transfert des prix constitue également l'objet de travaux de la part d'économistes de l'OCDE. R. Ahrend estime ainsi que l'industrie pétrolière a contribué directement pour 45 % de la croissance de la production industrielle durant la période courant de 2001 à 2004 (Ahrend, 2006a : 5 et 2006b : 15). Pour la période qui court de 1995 à 2000, S. Tabata arrive au résultat selon lequel, au sein des données officielles, la moitié de la valeur ajoutée créée dans l'industrie des hydrocarbures est enregistrée dans le secteur des services commerciaux et du transport. L'auteur en déduit que « *les compagnies pétrolières et gazières ont réussi dans leurs stratégies d'évasion fiscale en changeant leur structure organisationnelle et en transférant des montants considérables de profit à leurs filiales dans les secteurs du commerce et du transport* » (Tabata, 2002 : 622)⁴¹.

Ce constat est bien sûr partagé par les autorités. Un audit portant sur Yukos, Lukoil et Sibneft, réalisé en 2003, souligne que « *les compagnies pétrolières utilisent les trous dans la législation (...) pour alléger la base des revenus taxables et réallouer les revenus à des filiales, enregistrées dans des zones bénéficiant d'avantages fiscaux* »⁴². G. Gref, alors

⁴⁰ A titre d'exemple, les deux principales sociétés de production de Youkos, Youganskneftegaz et Samaraneftgaz, ont vu le cours de leur action diminuer de respectivement 30 % et 47 % durant l'année 1997. Dans le même temps, le cours de l'action de Youkos augmentait de 185 %. De manière similaire, Noyabrskneftegaz, la principale société de production de Sibneft, déclarait un profit de 600 millions de \$ en 1996. Ce profit devient nul en 1997 à la suite de la prise de contrôle de Sibneft par B. Berezovsky et A. Smolensky (Iji, 2003 : 20 ; Black *et al.*, 2000 : 46).

⁴¹ A cet égard, voir également le travail collectif de cet auteur avec M. Kuboniwa et N. Ustoniva. Pour les années 2000 et 2001, la part de la valeur ajoutée créée dans le secteur de l'amont pétrolier est estimée à 24,1 % et 20,5 %, contre 7,8 % et 6,7 % respectivement selon les données officielles (Kuboniwa *et al.*, 2005 : 69).

⁴² Cité dans Daniel et Fernando (2005).

ministre du développement économique, poursuit pour sa part en soulignant que « *nos pétroliers ne dédaignent aucune méthode pour percer ces trous* »⁴³. Si Yukos et Sibneft sont présentées comme les holdings ayant utilisé au maximum les possibilités offertes par le mécanisme de transfert des prix, il est indéniable que l'évasion fiscale est une composante commune à l'ensemble des holdings pétrolières russes.

L'importance prise par ces montages financiers indique clairement les difficultés rencontrées par l'Etat fédéral pour se prémunir contre les comportements opportunistes *ex post* de la part des compagnies. Ces comportements sont permis par les asymétries d'informations dont bénéficient ces dernières. Comme cela a été souligné, ces asymétries sont d'abord relatives au prix de vente du brut au sein des holdings. Elles concernent également les coûts de production. A cet égard, la différence entre les coûts de production présentés par les compagnies, selon l'objectif recherché, est très éclairante. Au sein de leurs rapports d'activités, les holdings russes tendent à présenter des coûts bien inférieurs à ceux qui sont présentés aux autorités fédérales. Cela participe à la maximisation de la valorisation boursière des compagnies tout en permettant une diminution de leurs obligations fiscales. Cela témoigne de l'impossibilité pour les autorités de connaître leurs coûts de production (*cf.* Tableau 3.8).

Tableau 3.8 : Les coûts de production des compagnies russes en 2003

	Coûts de production estimés par baril	Coûts présentés aux autorités fiscales
Lukoil	2,2	10,4
Tatneft	3,9	10,2
TNK-BP	2,6	10,0
Surgutneftegas	2,1	8,4
Yukos	1,7	7,2

Source : Kruykov et Moe (2006 : 14).

2.2.2. La substitution des taxes régressives aux taxes progressives

Au début du processus de transition, la difficulté des autorités fédérales à collecter les impôts se manifeste au sein de l'ensemble des secteurs de l'économie. Elle est néanmoins particulièrement critique dans l'industrie pétrolière. Sur un plan général, les conséquences de la capacité limitée de l'état à collecter les impôts sont nombreuses. En particulier, la crise budgétaire de l'Etat fédéral (*cf.* Tableau 3.9) entretiendra les maux les plus importants, tout au long de la transition russe, jusqu'à la crise financière d'août 1998 : l'accroissement de la

⁴³ Cité dans Primakov (2009 : 84).

démonétisation de l'économie en raison des impayés salariaux et des commandes de la part de l'Etat, l'émergence d'une structure pyramidale de la dette publique, l'accentuation de la faible capacité des administrations publiques pour assurer la mise en œuvre des règles formelles et, par voie de conséquence, l'augmentation de la corruption et la désorganisation complète du fédéralisme russe.

Tableau 3.9 : Solde du budget fédéral (en % du PIB)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Revenus	11,9	12,1	12,5	10,2	8,9	12,6
Dépenses	22,5	17,4	20,9	17,1	13,7	13,9
Solde budgétaire	-10,6	-5,3	-8,4	-7,0	-4,8	-1,4

Sources : OECD (1997 : 53 ; 2002 : 44 et 2006 : 95).

Concernant l'industrie pétrolière, la conséquence principale de cette capacité réduite de l'Etat à collecter la rente pétrolière, par le biais de dispositions fiscales progressives, réside dans l'abandon très rapide de toute volonté d'utiliser ces taxes comme instruments de régulation, qui permettraient à l'Etat de jouer sur les incitations des compagnies pétrolières. Confrontées à une crise budgétaire et à l'augmentation des impayés, les autorités privilégient l'objectif d'augmenter, au maximum, les flux de revenus susceptibles d'être obtenus par le biais de taxes portant sur le volume et, au mieux, sur la valeur de la production pétrolière. Cela se réalise au détriment de l'objectif d'utiliser le régime fiscal comme un outil de régulation permettant de jouer sur les incitations des compagnies. Dès 1994, A. Moe et V. Kryukov soulignent ainsi que la politique fiscale mise en œuvre, ainsi que la politique des prix, ne sont plus guidées par une logique de régulation des activités mais visent d'abord à augmenter, autant que faire se peut, le flux de revenus pour les autorités (Moe et Kryukov, 1994 : 97).

Plusieurs évolutions saillantes du régime fiscal montrent l'augmentation du poids relatif des outils régressifs par rapport à ceux qui présentent des éléments de flexibilité (Bosquet, 2002 ; IEA, 2002 ; Goldsworthy et Zakharova, 2010). La première évolution, et la plus révélatrice, est celle de l'*excise tax*. L'*excise tax* intègre, à l'origine, deux éléments de flexibilité. D'une part, elle prend pour assiette fiscale la valeur de la production. D'autre part, un mécanisme de *sliding scale* est introduit. Selon ce mécanisme de flexibilité, le taux de l'*excise tax* varie selon les coûts de production des gisements : le taux est nul pour les producteurs connaissant des coûts de production élevés, 24 % pour ceux ayant des coûts

moyens, et 42 % pour ceux dont les coûts sont faibles. En raison du phénomène des impayés et des stratégies de détournement des liquidités, ces efforts pour fonder une régulation prenant en considération les prix de vente ainsi que les coûts de production s'avèrent totalement vains. Dans cette perspective, en avril 1994, la forme de l'*excise tax* est modifiée. Désormais, cette dernière prend pour assiette fiscale le volume de la production. Les tentatives des autorités de maintenir une certaine flexibilité, eu égard aux évolutions des cours internationaux et à l'évolution du taux de change du rouble par rapport au dollar et par rapport aux coûts de production, courent durant toute la décennie 1990. Mais, en 2000, un taux standard de 55 roubles par tonne produite s'applique à l'ensemble des producteurs, sans qu'il soit donc tenu compte de l'évolution des coûts et des prix de production.

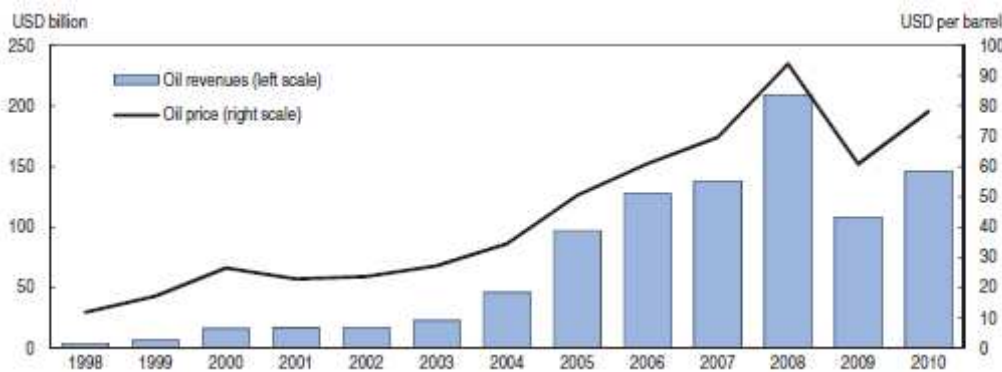
La deuxième évolution concerne l'importance relative croissante des revenus étatiques issus de la taxe sur les exportations. Prenant comme assiette fiscale le volume de brut exporté, cette taxe est introduite dès janvier 1992. Dans la mesure où le recouvrement de cette taxe ne dépend pas du contrôle par les autorités ni des prix de vente internes aux holdings, ni des coûts de production, elle se positionne comme l'une des sources principales de revenus tirés des opérations pétrolières. Néanmoins, à l'évidence, elle présente un caractère régressif. Le Fonds monétaire international demandera sa suppression en 1997 lors de la négociation d'un prêt consenti à la Russie, privant ainsi l'Etat fédéral d'une de ses sources importantes de revenus. A la suite de la crise financière, elle sera rapidement réintroduite par le gouvernement d'E. Primakov.

Enfin, le dernier élément saillant qui témoigne de l'augmentation progressive du poids relatif des taxes régressives par rapport aux taxes progressives tient aux changements introduits en janvier 2002, avec l'entrée en vigueur de la partie II du code fiscal adopté en 2000. Ces changements amènent la suppression de l'*excise tax*, de la *royalty* et de la taxe pour le remplacement des ressources minérales. Rappelons que la *royalty* est fondée sur la valeur de la production et se caractérise par un mécanisme de *sliding scale* qui indexe le niveau du taux aux difficultés de production. Quant à la taxe pour le remplacement des ressources minérales, son taux est également supposé varier selon les coûts d'exploration (cf. Chapitre 2). Il se substitue à ces trois composantes du régime fiscal russe une nouvelle taxe sur la production des ressources minérales (*mineral extraction tax* ; MET). Or cette taxe prend comme assiette fiscale le volume de production des gisements. Son taux demeure invariable vis-à-vis des coûts de production. La taxe sur les exportations des compagnies est, quant à elle, maintenue. Ainsi, l'entrée en vigueur du nouveau code fiscal en

2002 a pour conséquence la suppression des deux instruments fiscaux prenant en considération, pour déterminer le niveau de taxation, les différences de coûts de production entre les gisements. En outre, ces deux instruments sont remplacés par une nouvelle taxe sur la production. Par conséquent, le régime fiscal russe se distingue par la prédominance des instruments régressifs. Seules, l'indexation des taux de la taxe sur les exportations et de la MET sur les cours internationaux du brut, et la taxe sur le profit des entreprises, introduisent une dose de flexibilité.

Jusqu'à la crise financière de 1998, le remplacement des taxes progressives par des taxes régressives n'est pas suffisant pour mettre un terme à la crise budgétaire des autorités fédérales. Il est néanmoins indéniable que la mise en place de ces taxes régressives participera à initier ce qu'il est convenu d'appeler la « *révolution fiscale russe* » (Easter, 2008 : 21), observée à la suite de la crise financière. La facilité relative avec laquelle elles peuvent être collectées par l'Etat et leur indexation aux cours internationaux, voilà ce qui concourt à rendre les autorités fédérales capables de stabiliser, puis d'augmenter le niveau des recettes pétrolières de l'Etat au fur et à mesure de l'augmentation de la production et des cours (cf. Tableau 3.9 et Graphique 3.5). Notons également que ce renforcement se réalisera grâce à une centralisation importante des revenus, au détriment des autorités régionales.

Graphique 3.5 : Revenus pétroliers (Etat fédéral et sujets de la fédération) et cours du pétrole



Source : OECD (2011 : 91).

2.2.3. Les conséquences sur les incitations des compagnies et le prolongement de l'analyse de l'interaction entre les différentes règles

La littérature sur la fiscalité pétrolière identifie plusieurs effets négatifs des taxes régressives sur les incitations des compagnies (cf. Chapitre 1). A des degrés divers durant les périodes, et selon des modalités particulières, ces effets négatifs se sont manifestés dans l'industrie pétrolière russe. Ils constituent un élément explicatif des stratégies de court terme

des compagnies et les incitent à négliger l'exploration de nouveaux gisements (Daniel et Fernando, 2004 ; Bosquet, 2002 ; Ahrend et Thompson, 2006 ; Alexeev et Conrad, 2009 ; Goldsworthy et Zakharova, 2010).

Au début du processus de transition, il a déjà été souligné que le niveau des taxes contribue à entretenir l'incertitude sur le droit aux revenus des actifs. Dans la mesure où les autorités naviguent à vue, et dans le contexte de non-paiement qui rend caduques les tentatives de régulation fondées sur la rentabilité ou la profitabilité des compagnies, le montant des taxes ne peut être fixé que de manière quelque peu arbitraire. Cet arbitraire produit deux effets connexes. D'une part, l'importance des taxes, à un niveau sans doute confiscatoire, rend peu rentable, du point de vue des détenteurs des droits, l'investissement dans des stratégies productives et contribue ainsi au choix initial de prédation d'actifs qui a été réalisé par les dirigeants. D'autre part, ce niveau confiscatoire des taxes a pu constituer une justification pour le développement de stratégies d'évasion fiscale. En effet, déclarer un profit revient pour les compagnies à transmettre de l'information aux autorités et ouvre la porte à la captation confiscatoire des profits de la part de ces dernières. Sur ce point, il convient de souligner que ces stratégies d'évasion fiscale sont également à mettre en relation avec la faible capacité des autorités à protéger les droits d'usage des compagnies. En effet, au début du processus de transition, le fait de déclarer un profit transmet également de l'information aux autres compagnies engagées dans des stratégies de prédation d'actifs.

Par ce biais, on retrouve la problématique relative aux liens complexes d'interaction entre les règles de différents niveaux qui se sont nouées au début du processus de transition. L'absence initiale des institutions permettant d'assurer la sécurisation des droits de propriété a pour conséquence la sous-utilisation des institutions de coordination dont l'effectivité nécessite un transfert d'information aux autres parties prenantes : les actionnaires minoritaires, les compagnies concurrentes ou les autorités fédérales. En retour, cette absence de redistribution de l'information a entretenu la défaillance de la fiscalité progressive, et le recours de la part des autorités à des outils régressifs et confiscatoires. En suivant C. Gaddy et B. Ickes, il est possible de pousser plus avant l'analyse pour démêler les liens d'interaction entre les règles. Après avoir rappelé la faible capacité de contrôle des autorités, ainsi que l'insuccès de la captation de la rente par le biais des taxes, ces auteurs avancent l'idée intuitive selon laquelle les autorités sont rapidement incitées à instrumentaliser l'insécurité des droits de propriété des oligarques afin d'obliger ces derniers à partager la rente pétrolière (Gaddy et Ickes, 2005). Une nouvelle forme de conversion institutionnelle peut alors être

identifiée. Il s'agit du recours à l'arbitraire et à la menace de la part du centre, caractéristique essentielle de la mise en cohérence entre le système explicite et le système sous-jacent au sein du système soviétique (cf. Chapitre 2). La nouvelle fonction propre à ce recours à l'arbitraire est la tentative réalisée par les autorités pour contraindre les oligarques au partage de la rente. Deux conséquences principales en découlent. D'une part, cela entretient la faiblesse de l'offre de la *rule of law* de la part des autorités. Cette faiblesse de l'offre de la part des autorités vient s'ajouter au désintérêt de la part des oligarques pour cette *rule of law*, ce qui a été mis en évidence précédemment. D'autre part, les stratégies de court terme de la part des détenteurs des droits s'en trouvent encore renforcées.

Le deuxième effet pervers sur les incitations des compagnies, causé par le régime fiscal russe, provient de son instabilité. Cette instabilité contribue à augmenter l'incertitude à laquelle sont confrontées les compagnies pétrolières. Elles sont ainsi conduites à ajouter une prime de risque aux investissements dans la production, et surtout dans l'exploration de nouveaux gisements. La littérature sur la fiscalité pétrolière s'accorde pour souligner que l'instabilité est une caractéristique intrinsèque des dispositions fiscales régressives. Dans la mesure où la part des bénéfices qui est captée par l'Etat n'évolue pas en fonction de l'évolution du prix, ce dernier est amené à ajuster de manière régulière le niveau des taxes. Néanmoins, dans le contexte russe, c'est principalement le manque d'effectivité des dispositions progressives qui contribue à l'instabilité du régime fiscal durant les années 1990. En effet, une nouvelle fois, l'impossibilité de fonder la régulation sur le profit des compagnies provoque le recours à des marchandages constants entre les compagnies, les autorités fédérales et les autorités régionales.

L'instabilité chronique qui a caractérisé le régime fiscal depuis 1992 diminue au lendemain de la crise financière de 1998, puis se stabilise grâce à la mise en œuvre de la partie II du nouveau code fiscal en 2002. La simplification du régime fiscal, la recentralisation au niveau fédéral de la définition et des flux de revenus issus des taxes, ainsi que l'indexation du taux de la taxe sur les exportations, et de celui de la MET sur les cours internationaux, contribuent à cette relative stabilité. Néanmoins, cette stabilisation est acquise au prix de deux effets pervers qui se manifestent durant la phase de croissance de la production. Tout d'abord, les compagnies pétrolières qui opèrent les gisements, dont les coûts de production sont moindres, captent la majeure partie de la rente pétrolière. Dans cette perspective, cela provoque l'incitation à extraire le plus rapidement possible les réserves présentes au sein de ces gisements. Et surtout, la rentabilité des investissements pour l'exploration des « zones

frontières » est incertaine au regard du caractère régressif de la fiscalité. Cela participe ainsi à entretenir la crise d'exploration que connaît l'industrie pétrolière russe⁴⁴.

Au final, les capacités administratives défaillantes des autorités fédérales empêchent le régime fiscal d'atteindre un double objectif : permettre la captation de la rente pétrolière par les autorités, d'une part, être un moyen d'incitation *ex ante* sur les compagnies afin qu'elles mettent en œuvre des investissements dans l'exploration, d'autre part. En raison de coûts de contrôle *ex post* trop importants qui les laissent démunies face aux comportements d'évasion fiscale des compagnies, les autorités préfèrent structurer le régime fiscal autour de taxes portant sur le volume de production, en dépit des incitations négatives que cela induit sur les opérateurs. Il est ainsi une nouvelle fois possible de suivre Z. Muslumov lorsqu'il souligne que, pour dépasser le « *paradoxe du régime fiscal russe* », il conviendrait que les autorités soient en mesure d'acquérir « *une compréhension claire de la rente économique* » (Muslumov, 2010 : 26).

2.3. Les difficultés rencontrées pour concilier flexibilité et stabilité par le biais des licences et des Accords de partage de la production

L'analyse de l'hybridation institutionnelle de la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie se poursuit par l'examen des deux cadres juridiques d'ouverture de l'amont pétrolier : celui des licences et celui des Accords de partage de la production (APP). L'angle d'étude privilégié demeure celui de l'ECT : l'identification des contraintes déterminées par certaines composantes de l'environnement institutionnel russe sur l'efficacité relative des contrats. Pour ce qui est des licences pétrolières, une conclusion relativement similaire à celle à laquelle l'analyse des dispositions fiscales est arrivée peut être avancée : en Russie, les licences n'acquièrent pas le rôle d'outil de régulation des activités des compagnies. En outre, le régime juridique des licences ne permet pas de stabiliser les anticipations des compagnies vis-à-vis des évolutions *ex post* du cadre législatif d'encadrement de la transaction. Cette incertitude institutionnelle, au sens d'O. Williamson, est un autre élément explicatif de l'absence d'investissements dans l'exploration de nouveaux gisements de la part des compagnies. L'aléa, l'incertitude institutionnelle *ex post*, conduit à la faiblesse des investissements dans les actifs spécifiques. Face à ce constat, on peut avancer l'idée selon laquelle le régime juridique des APP constitue la voie à suivre pour la Russie afin de contrôler

⁴⁴ Selon la terminologie de L. Skyner, la conséquence du régime fiscal russe est que « *les compagnies n'ont pas d'incitations à augmenter le taux de récupération* » dans les gisements en production et « *d'investir dans les nouveaux gisements* ». La production « *est profitable lorsque le prix est supérieur à 100 \$ /b mais devient marginal et décline quand le prix descend au-dessous de 70-80 \$/b* » (Skyner, 2011 : 10).

les anticipations des compagnies (Moss-Cordero, 1998). En suivant la logique de raisonnement de l'ECT, l'incertitude institutionnelle qui caractérise l'environnement russe peut justifier que soit recherchée une plus grande stabilité par l'introduction de clauses de sauvegarde au sein des contrats. L'élaboration de la loi sur les APP en 1995 a été guidée par cette volonté.⁴⁵ Selon une logique similaire à celle des clauses de stabilisation, il s'est agi de créer une enclave juridique pour les contrats protégeant les compagnies eu égard aux évolutions *ex post* de la législation générale, celle portant sur la fiscalité notamment (Baghat, 2010). Cette forme légale d'ouverture a néanmoins connu un échec relatif, dont témoigne le faible nombre d'APP signés en Russie, d'une part, et la marginalisation de cette forme juridique d'ouverture résultant de l'amendement à la loi adopté en 2003, d'autre part. A notre sens, l'une des explications qu'il est possible d'apporter à ce paradoxe réside dans le besoin de maintenir, du point de vue des autorités, un mécanisme d'adaptation *ex post* afin de répondre aux perturbations non stratégiques qui entourent la transaction. Cette difficulté d'assurer la stabilisation des compagnies par le biais des licences, conjuguée à la nécessité de maintenir une dose de flexibilité, témoigne ainsi des difficultés rencontrées, dans le contexte russe, pour trouver l'équilibre adéquat entre flexibilité et stabilité.

2.3.1. Les procédures d'attribution des licences

L'environnement institutionnel russe pose des contraintes à l'instrumentalisation des procédures d'attribution des licences dans une optique de régulation de l'industrie. Du point de vue d'un Etat pétrolier, rappelons que la procédure d'attribution des licences peut être un instrument permettant de surmonter certains problèmes de coordination inhérents à la transaction (*cf.* Chapitre 1). Plus précisément, trois fonctions peuvent être attribuées à cette procédure. Tout d'abord, lors de l'attribution des licences, l'Etat se trouve en mesure de capter *ex ante* une partie de la rente pétrolière. Ensuite, durant cette phase, un Etat peut négocier avec les compagnies les travaux d'exploration obligatoires, ainsi que les plans de développement qui devront être mis en œuvre. Enfin, l'Etat peut profiter de cette procédure pour capter de l'information relative aux caractéristiques des gisements.

⁴⁵ Notons le rôle important du Conseil des compagnies pétrolières internationales dans l'élaboration de la loi sur les APP en Russie au milieu des années 1990 (Moss-Cordero, 1998) Rappelons également l'idée selon laquelle les compagnies privées russes se sont pour la plupart opposées à l'adoption de la loi sur les APP. Cette opposition s'inscrit dans la stratégie d'entretien du flou juridique de la part des compagnies. Elle va à l'encontre de la perspective fonctionnaliste du changement institutionnel présent chez O. Williamson : face à l'incertitude institutionnelle de l'environnement russe, les compagnies n'ont pas été incitées à s'adapter en demandant une protection plus importante par le biais des contrats. Cette adaptation s'est réalisée par le biais du développement des relations informelles avec les différents échelons politico-administratifs.

A des degrés divers, ces différentes fonctionnalités n'ont pu jouer dans le contexte russe. La loi sur les sous-sols reconnaît deux procédures d'attribution des licences. Il s'agit de l'attribution par ventes aux enchères, et celle réalisée par le biais des appels d'offre. Dans le cadre du premier mode d'attribution, la compagnie ayant offert la somme la plus importante à l'Etat acquiert la licence. Dans le deuxième cas, les autorités édictent leurs critères de choix et allouent la licence selon les offres présentées par les compagnies. Parmi ces critères, les plus fréquents demeurent ceux qui permettent d'évaluer les capacités technologiques et financières des compagnies, comme les travaux d'exploration ou les programmes de développement qu'elles proposent. Les deux mécanismes d'attribution des licences présentent des forces et des faiblesses intrinsèques pour remplir les différentes fonctions qui sont censées leur être dévolues (*cf.* Chapitre 1). Selon le degré de concurrence qui caractérise la procédure, les ventes aux enchères peuvent permettre de capter *ex ante* une partie de la rente pétrolière. Néanmoins, les appels d'offres présentent une plus grande efficacité pour orienter le comportement des compagnies par le biais des programmes d'investissements obligatoires et par les plans de développement. En Russie, selon une évolution similaire à celle qui est apparue précédemment dans le cas du régime fiscal, le manque d'efficacité des procédures d'appels d'offre, qui ont été privilégiées durant les années 1990, incite, par la suite, les autorités à favoriser les procédures de ventes aux enchères : l'objectif de capter des revenus est alors privilégié par rapport à celui d'orienter et de réguler les activités des compagnies.

Si les procédures d'appel d'offres pour l'octroi des licences ont été privilégiées durant les années 1990, deux raisons principales expliquent le manque d'effet de ces dernières en tant qu'outil de régulation et d'orientation des activités des compagnies. Tout d'abord, au début du processus de transition, les licences sont transférées automatiquement aux compagnies, sans que prennent place ces procédures d'appels d'offres ou de ventes aux enchères. Ainsi, en 1994, seulement 5 % des 1 220 licences d'exploration et de production détenues par les sociétés de production avaient été attribuées sur la base de telles procédures (Kryukov et Moe, 1998 : 597). Conséquemment, les autorités se sont vues privées de la possibilité effective d'orienter les comportements des compagnies en termes d'exploration et de gestion des réserves. En 2005, le ministre des ressources naturelles Y. Trutnev, rappelle ainsi que « *l'Etat n'a pas stipulé des conditions significatives [au sein des licences]. Par conséquent, il est impossible de demander des comptes aux utilisateurs du sous-sol sur une base légale* »⁴⁶. Ensuite, les appels d'offres constituent un élément autour duquel s'organisent

⁴⁶ Discours prononcé le 11 février 2005 à la Douma. Cité dans Kryukov et Moe (2006 : 17).

les relations informelles entre les compagnies privées et les autorités, notamment régionales. En effet, durant les années 1990, en vertu du principe constitutionnel des « deux clés », les autorités régionales se positionnent, au détriment du centre, en tant que partenaires privilégiés des compagnies privées afin d'accéder aux ressources. Les autorités régionales ont préféré les attributions de gré à gré, et ce en fonction de critères particuliers, tels que la sauvegarde de l'emploi (Locatelli, 2001 : 36).

La difficulté du centre à assurer l'application effective des procédures d'appels d'offres constitue la raison principale pour laquelle, au début des années 2000, le ministère des ressources naturelles souhaite renforcer l'importance des ventes aux enchères par rapport aux appels d'offre. Tout d'abord, il est considéré que cette procédure est moins propice aux rapports informels puisque la licence est supposée être attribuée à la compagnie dont l'offre monétaire est la plus élevée. Ensuite, cela permet une augmentation de la captation *ex ante* de la rente, ce dont témoigne l'augmentation des recettes budgétaires due à la somme versée dans le cadre de ces procédures de mises aux enchères. Néanmoins, ce résultat bénéfique se réalise au détriment de la possibilité d'orienter les comportements des compagnies en termes de programmes d'investissements et en termes de plan de développement des réserves. En outre, l'opacité pour l'attribution des licences semble avoir perduré⁴⁷. En extrapolant quelque peu, notons que ces données expliquent l'annonce, faite en 2008 par Y. Trutnev, de la volonté du gouvernement de réintroduire les procédures d'appels d'offres (Moe et Kryukov, 2010 : 320-321).

2.3.2. Les difficultés rencontrées pour stabiliser les anticipations des compagnies dans le cadre du régime juridique des licences

Est-il possible pour les autorités fédérales de s'engager de manière crédible, de stabiliser les anticipations des compagnies relatives aux évolutions du cadre légal et fiscal au sein duquel elles opèrent et, ce faisant, les inciter à investir dans l'exploration de nouveaux gisements ? Est-ce que cet engagement crédible de la part de l'Etat peut s'accompagner d'une flexibilité *ex post* suffisante pour laisser la possibilité aux parties prenantes de s'adapter aux

⁴⁷ L'attribution du gisement de Val Gamburtseva en 2001 constitue un exemple saillant de la persistance de la corruption qui a continué à prévaloir lors de l'attribution des licences par le biais d'une procédure de vente aux enchères. Northern Oil a obtenu la licence après une offre de 7 millions de dollars, offre largement inférieure à celle de 100 millions de dollars proposée par un partenariat de Lukoil et Sibneft. ("Lukoil Wary of Trebs and Totov Tender" *Argus FSU Energy*, 03 Sep. 2010)

évolutions fortuites qui entourent la transaction ? Dit autrement, et en reprenant la terminologie de l'ECT, quelle est la solution réalisable, dans le contexte russe, qui permettrait de concilier ces nécessités difficilement compatibles : d'une part, la stabilité nécessaire qui doit être offerte aux compagnies privées pour répondre à l'incertitude stratégique induite par le statut juridique différent des deux partenaires et, d'autre part, la nécessité de laisser ouverte la voie à une modification adéquate du cadre légal et fiscal pour s'adapter aux perturbations non stratégiques qui entourent la transaction ?

Plusieurs caractéristiques de la trajectoire de la structure de gouvernance libérale restreignent les possibilités d'assurer la stabilisation des anticipations des compagnies par la voie des licences.

Tout d'abord, c'est l'incertitude légale qui pèse, dès le début du processus de transition, sur les licences détenues par les compagnies privées. Trois facteurs entretiennent cette incertitude légale. En premier lieu, il a déjà été souligné que les licences ont été transférées aux compagnies sans que ne prennent place les procédures d'appels d'offres ou de ventes aux enchères. Or, ce procédé s'inscrit en contradiction avec la loi sur les sous-sols qui stipule que l'attribution des licences doit être réalisée à la suite de telles procédures. Ensuite, le deuxième élément entretenant cette incertitude légale est en lien avec le principe constitutionnel des « deux clés » qui préside à l'attribution des licences. Rappelons que ce principe consacre la compétence conjointe des autorités fédérales et des autorités régionales pour définir les conditions d'usage des ressources en terre. Durant les premières années de la transition, la répartition des compétences entre le centre et les régions se passe de manière relativement conflictuelle. Dans cette perspective, selon les propos de T. Wälde, *« étant donné le manque de clarté en ce qui concerne (...) la propriété des ressources en terre et le statut de la loi donnant l'autorité sur les licences et les taxes (...) la plupart, si ce n'est l'ensemble des accords signés au sein de la CEI, sont conclus à l'ombre de l'incertitude légale et d'une controverse sur l'autorité. »* (Wälde, 1996 : 209). Enfin, le troisième élément réside dans le caractère éluif du contenu des licences. L'une des principales conséquences de ce caractère sommaire des licences a déjà été soulignée : c'est le fait que les autorités se voient privées d'un outil de régulation des comportements des compagnies. L'autre conséquence essentielle consiste en l'incertitude qui pèse sur les compagnies quant à leurs obligations et, par voie de conséquence, quant aux conditions de renouvellement de leurs licences et/ou de conversion de leurs licences d'exploration en licences de production. Selon la formulation de l'article 10 de la loi sur les sous-sols, les licences *« pourront être prolongées (...) à condition de l'utilisation*

conforme aux termes de la licence »⁴⁸. Mais, héritage de la période soviétique, les licences stipulent des plans de production relativement succincts, basés sur un niveau maximum et un niveau minimum de production (Kryukov et Moe, 2008). En outre, ces niveaux de production demeurent définis selon des technologies d'extraction obsolètes de la période soviétique. Par voie de conséquence, comme le souligne J. Lee, les compagnies pétrolières russes sont toutes vulnérables eu égard aux accusations de surproduction (Lee, 2006 : 2-4).

Ces trois facteurs contribuent ainsi à l'incertitude légale qui pèse, dès le début du processus de transition, sur les licences détenues par les compagnies. Cette incertitude contribue à orienter les stratégies des compagnies russes vers la maximisation de la production au sein des gisements dont elles détiennent les licences de production. En effet, du point de vue des compagnies, il convient de distinguer les réserves prouvées sous leurs contrôle jusqu'à la date de validité des licences de production, des réserves prouvées récupérables au-delà de cette date. V. Kryukov et A. Moe estiment que, pour Yukos, la part entrant dans la seconde catégorie s'élevait à 44 % en 2002 (Kryukov et Moe, 2006 : 18). En outre, dans la mesure où il demeure une incertitude sur leurs droits à transformer leurs licences d'exploration en licences de production, l'incitation à ne pas investir dans l'exploration est renforcée.

Le deuxième élément qui limite la possibilité de stabiliser les anticipations des compagnies réside dans le caractère nécessairement arbitraire des décisions des autorités relatives au renouvellement des licences ou aux révocations de ces dernières. On touche ici à une forme de conversion institutionnelle déjà évoquée précédemment lors de l'analyse du cadre fiscal en Russie. Une nouvelle fois, les autorités sont privées de critères objectifs à la lumière desquels elles seraient susceptibles de contrôler les comportements des compagnies. Dans cette perspective, l'action des autorités va tendre à substituer à ce cadre formel de régulation des tentatives de régulation informelle fondée sur l'arbitraire et sur les menaces de révocation des licences. Cela va se traduire par des vagues régulières de vérification de la conformité des comportements des compagnies avec les termes des licences. Or, selon la terminologie de V. Kryukov et A. Moe, « *il demeurera toujours une base formelle pour révoquer une licence dès lors que les autorités le souhaiteront* » (Kryukov et Moe, 2006 : 17). A titre d'exemple, en 2004, 50 licences sur 110 examinées ont été déclarées invalides par Rosnedra et Rosprirodnadzor, les agences du ministère des ressources naturelles en charge du contrôle des respects des termes des licences par les compagnies (Institute for the Economy in

⁴⁸ Cité dans Thompson (2005).

Transition, 2007 : 367). De la même manière, elles ont estimé, en 2005, que deux tiers des licences portant sur les gisements situés en Sibérie orientale devraient être révoqués en raison du non-respect des termes des licences de la part des compagnies (Blagov, 2007). Les décisions de renouvellement des licences dépendent ainsi du bon vouloir des autorités. Mais, si durant la période soviétique cette régulation par l'arbitraire semblait être un moyen pour tenter de maintenir un équilibre fragile, entre le caractère explicite, formel et le caractère sous-jacent du système (Sapir, 1990 et 1995), cette gestion par l'arbitraire a désormais pour conséquence essentielle d'entretenir les stratégies des compagnies, caractérisées par l'écroulement des réserves, le manque d'exploration, et le recours à des relations informelles avec les autorités régionales pour tenter de sécuriser quelque peu leurs droits d'accès.

Enfin, la troisième force antagoniste à la possibilité de stabiliser les anticipations des compagnies réside dans les modifications récurrentes de la législation générale qui ont un impact sur la rentabilité anticipée des projets. A cet égard, les fluctuations des dispositions fiscales constitue le point essentiel expliquant les difficultés à assurer la stabilisation des anticipations des compagnies. Comme cela a été souligné précédemment, cette instabilité intrinsèque est à mettre en relation avec l'incapacité de l'Etat russe à assurer l'exécution des taxes progressives. Cette instabilité doit être mise également en rapport avec la dilution des droits de propriété sur les ressources en terre entre les autorités fédérales et les autorités régionales. Durant les années 1990, le principe des « deux clés » donne lieu à une confusion sur la répartition des compétences entre les autorités fédérales et les autorités régionales. Les conditions légales d'ouverture se développent de manière cumulative, et souvent contradictoire, entre ces deux niveaux. En particulier, les autorités régionales créent également des taxes qui s'ajoutent à celles déjà en vigueur dans la législation générale (IEA, 2002 : 41).

2.3.3. Les limites rencontrées par les tentatives de lier les mains de l'Etat pour sécuriser les anticipations des compagnies : l'exemple des APP

Plusieurs projets de réformes, dont l'objectif est de donner une base ferme et solide pour les anticipations des compagnies par voie contractuelle, ont été discutés et, pour certains, mis en œuvre. Le principal de ces projets aboutit à l'adoption, en décembre 1995, de la loi sur les APP⁴⁹. La promulgation de cette loi a été guidée par l'objectif d'offrir aux compagnies, en

⁴⁹ Outre la loi sur les APP du milieu des années 1990, le début des années 2000 verra également s'installer un débat, demeuré lettre morte, relatif à l'opportunité de modifier le régime juridique des licences afin d'en augmenter la stabilité (cf. Chapitre 4).

particulier les compagnies pétrolières internationales, un cadre juridique alternatif à celui des licences, plus à même d'être le support des investissements dans l'exploration. Selon la terminologie et la logique des travaux de l'ECT, il s'agit d'intégrer des dispositions de sauvegarde au sein des contrats afin de protéger les compagnies de l'aléa institutionnel qui résulte de l'instabilité de la législation générale. Pour ce faire, l'objectif recherché a été de créer une « *enclave juridique* » pour les contrats, protégeant ces derniers des interventions unilatérales *ex post* de la part des autorités fédérales. Comme le souligne T. Wälde, « *il est considéré – de manière fausse ou juste – que par le choix de la forme d'un « contrat d'investissement », le régime d'investissement est mieux protégé des interventions unilatérales de l'Etat que lorsqu'il est sujet à la loi générale applicable* » (Wälde, 1994 : 23).

Plus précisément, deux éléments qui différencient le régime d'investissement contractuel des APP de celui des licences, ont présidé à la mise en place de cette « *enclave juridique* » dans le contexte russe. Le premier point de différence réside dans le fait que les dispositions contractuelles sur lesquelles s'entendent les compagnies et l'Etat, notamment celles relatives au partage de la rente, se substituent totalement à celles qui sont intégrées dans la législation générale. Le but visé est ainsi bien d'affermir les anticipations des compagnies relatives à la rentabilité de leurs projets en enlevant à l'Etat la possibilité de modifier *ex post*, et de manière unilatérale, les dispositions relatives au partage des bénéfices (Baghat, 2010 : 180)⁵⁰. La seconde disposition tient au fait que, contrairement aux licences qui constituent des permis administratifs, les APP constituent des contrats de droit civil, stipulant l'égalité juridique entre les deux partenaires et prévoyant la possibilité pour les compagnies de recourir à l'arbitrage international pour résoudre les différends éventuels avec l'Etat (Moss-Cordero, 2000).

Deux éléments permettent d'évoquer un échec relatif de cette forme légale d'ouverture dans l'amont pétrolier russe. Tout d'abord, seuls trois APP seront signés et sont aujourd'hui en vigueur en Russie. Ensuite, les amendements apportés en 2003 à la loi sur les APP tendent

⁵⁰ Dans une logique s'inscrivant dans un pur positivisme juridique, certains travaux de juristes soulignent que l'objectif de créer une « *enclave juridique* » n'est que partiellement atteint dans la loi sur les APP de 1995. Cette prise de position s'appuie sur l'idée que la loi sur les APP ne permet pas à ces accords d'acquérir le statut de « *loi autonome* » [*self-contained law*] (Radon, 2007 : 100). Cela fait référence à une situation où le contrat embrasse l'ensemble des dispositions régissant la transaction. Si tel n'est pas le cas et que des renvois à la législation générale sont spécifiés, l'Etat demeure en mesure de modifier cette dernière pour affecter les termes de la relation. Or, l'analyse fine de la loi sur les APP en Russie témoigne du fait que ces derniers n'acquiescent pas le statut de « *loi autonome* ». En effet, de nombreuses références à la législation générale sont présentes au sein de la loi sur les APP. Des changements unilatéraux de la loi générale peuvent ainsi concourir à modifier les dispositions contractuelles. (Moss-Cordero, 1998 ; Skyner, 2005).

à marginaliser ce régime juridique d'ouverture (Bakoulev et Keefe, 2003). En effet, ces amendements intègrent une disposition selon laquelle seuls les gisements pour lesquels aucune compagnie russe ne s'est déclarée prête à les explorer et à les développer dans le cadre du régime juridique des licences, seront susceptibles de faire l'objet d'un développement dans le cadre des APP. Cet échec relatif peut paraître paradoxal dans la mesure où les trois APP opérés par les compagnies pétrolières internationales ont effectivement permis la mise en œuvre d'investissements pour l'exploration de « zones frontières », dans *l'offshore* de Sakhaline notamment (Bradshaw, 2009).

Plusieurs raisons peuvent être avancées pour éclairer ce paradoxe. La marginalisation des APP semble tenir, pour partie, d'un lobbying exercé par les principales compagnies privées au début des années 2000. Leur opposition semble être guidée par deux objectifs. Tout d'abord, cette dernière s'inscrit dans les stratégies d'entretien du flou juridique de la part des compagnies. Telle est l'idée émise par A. Konoplianik (2003a et 2003b ; Kalyuzhnova et Nygaard, 2008). Dans le cadre du régime d'investissement des APP, la clarification des conditions de partage de la rente au sein même du contrat pouvait empêcher les oligarques de mener à bien leurs stratégies d'évasion fiscale et de blocage des réformes fiscales à la Douma. Ensuite, la possibilité ouverte aux compagnies pétrolières internationales d'investir dans le cadre des APP rendait moins attractive, du point de vue de ces dernières, la modalité d'investissements constituée par les prises de participation dans le capital des compagnies privées russes. Cela s'inscrivait ainsi en faux vis-à-vis des stratégies des oligarques consistant à vendre aux compagnies étrangères une partie de leurs actions, que ce soit dans une logique de retrait des activités ou de recherche d'une protection de leurs droits de propriété.

Mais, à notre sens, l'insuccès des APP s'explique également par les difficultés rencontrées en Russie pour bien équilibrer l'arbitrage entre flexibilité et stabilité par voie contractuelle. La volonté de définir une « *enclave juridique* » pour les contrats se heurte au deuxième volet de l'arbitrage, celui de laisser aux parties prenantes une flexibilité suffisante afin d'ajuster leurs relations à l'incertitude non stratégique qui entoure la transaction. L'exemple de la renégociation de la structure du capital du consortium opérant Sakhaline II pour permettre l'entrée de Gazprom, en tant qu'opérateur de l'APP, en lieu et place de Shell, constitue un exemple révélateur de l'échec relatif du cadre contractuel des APP pour trouver un équilibre adéquat entre stabilité et flexibilité.

A notre avis, l'exemple de Sakhaline II témoigne des effets pervers causés par les dispositions contractuelles dont l'objectif est de permettre une stabilisation de la relation entre

l'Etat et les compagnies mais qui, pour ce faire, recourt à une sacralisation du contrat ainsi qu'à une progressivité du régime fiscal poussées jusqu'à leurs limites extrêmes. Deux dispositions contractuelles sont à prendre en considération (Krysiek, 2007 : 19-24 ; Johnston, 2008 : 46-49 ; Rutledge, 2004). En premier lieu, l'accord signé au milieu des années 1990 stipule que la durée de validité des dispositions de l'APP court durant une période sans limite. La deuxième disposition tient au mécanisme de partage des bénéfices stipulé au sein du contrat. Le principe adopté est similaire à celui qui préside à la RRT, et qui a été présenté dans le premier chapitre : l'accord prévoit que le partage des bénéfices entre le consortium et l'Etat par le biais du *profit oil* ne commence que lorsque le consortium a couvert ses coûts et que le taux de rentabilité interne de l'investissement atteint un niveau de 17,5 %.

Les conséquences de cette sacralisation du contrat et de l'introduction d'une progressivité maximum au sein de la formule de partage des bénéfices sont claires : les autorités fédérales ont été affectées de manière disproportionnée lorsque s'est manifestée une perturbation innocente. Cette dernière a pris la forme de l'annonce, par Shell, en 2005, du doublement des coûts estimés du projet de développement de Sakhaline II. En pratique, on estime que ce doublement des coûts ajoute un délai supplémentaire de dix années avant que ne débute le partage des bénéfices entre l'Etat et le consortium. A cela s'ajoute le fait que la faible capacité de contrôle des opérations de la part de l'Etat, ainsi que les asymétries d'information en faveur des compagnies sur la question des coûts, signifie que les autorités fédérales n'étaient sans doute pas en mesure de distinguer ce qui tenait de l'incertitude innocente, de ce qui relevait du comportement opportuniste *ex post* de Shell. Dans cette perspective, les autorités ont été incitées à intervenir de manière *ex post*. Cela a pris une forme plus ou moins normée dont l'objectif est de positionner Gazprom en tant qu'opérateur de l'APP. De la même manière que « l'affaire Yukos », la modification de la structure du capital du consortium opérant Sakhaline II signale le passage de la structure de gouvernance pétrolière libérale à la structure de gouvernance pétrolière hybride, dont il convient désormais d'analyser les modalités et les conséquences de la mise en œuvre.

CONCLUSION

L'analyse de l'hybridation de la structure de gouvernance pétrolière libérale a permis de mettre en évidence l'incohérence institutionnelle de cette dernière. L'argument principal qui a été avancé est celui du mauvais alignement entre l'environnement institutionnel russe et la structure de gouvernance pétrolière libérale en Russie. Les deux vecteurs principaux d'impact entre l'environnement institutionnel et l'efficacité d'une structure de gouvernance, qui sont mis en avant par les travaux de l'ECT dont l'objet est d'élargir la méthode de « *l'alignement discriminant* » d'O. Williamson, semblent avoir joué : certaines composantes de l'environnement institutionnel de la Russie ont affecté aussi bien la nature et l'ampleur des problèmes de coordination induits par la transaction, que la faisabilité d'assurer l'exécution des contrats encadrant la transaction.

Pour ce qui est du premier vecteur d'impact, l'incomplétude et l'insécurité des droits de propriété sur les actifs qui suivent la programme de privatisation de masse, puis la prise de contrôle de la part des oligarques, constituent le point sur lequel l'analyse s'est arrêtée. Le manque d'effectivité des droits de propriété a structuré les incitations des acteurs vers des comportements particuliers. Ces derniers prennent la forme d'une « *gestion pour soi-même* » de la part des dirigeants, d'un démembrement des actifs et d'une récupération de la trésorerie, d'une valorisation des actifs dans un horizon temporel de court terme, d'une conversion institutionnelle des habitudes de comportement et des modes de coordination informels hérités du système sous-jacent de la période soviétique et, enfin, du maintien d'un environnement institutionnel marqué par l'absence de la *rule of law*. En retour, ces comportements ont exacerbé les conflits d'intérêts entre les compagnies et les autorités sur deux points principaux : le manque d'exploration et le partage de la rente pétrolière.

Pour ce qui est du second vecteur d'impact entre l'environnement institutionnel et la structure de gouvernance, l'analyse s'est arrêtée sur le cadre fiscal ainsi que sur les licences et les APP. La capacité administrative des autorités fédérales s'est montrée trop faible pour assurer l'exécution des dispositions fiscales progressives définies au début du processus de transition. Les autorités ont alors penché en faveur d'un cadre fiscal structuré autour de taxes régressives. En retour, ces dernières ont participé à inciter les compagnies à ne pas investir dans l'exploration de nouveaux gisements. Enfin, dans le contexte russe, l'équilibre nécessaire entre stabilité et flexibilité du cadre contractuel se révèle particulièrement délicat à atteindre par le biais du régime d'investissements des licences ou celui des APP.

CHAPITRE 4

La recombinaison institutionnelle de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe

INTRODUCTION

L'analyse menée au chapitre précédent a permis de mettre en évidence le mauvais alignement entre la structure de gouvernance pétrolière libérale et l'environnement institutionnel de la Russie. Cela a pour conséquence essentielle de rendre impossible une régulation par les contrats qui permettrait aux autorités d'orienter les comportements des compagnies afin de les inciter à investir dans l'exploration de nouveaux gisements. La réponse organisationnelle apportée par les autorités réside dans la mise en place d'une structure de gouvernance pétrolière hybride, afin d'encadrer les opérations de l'amont pétrolier. Les affaires Yukos et Sakhaline II constituent des points de rupture facilement identifiables : elles marquent le point d'aboutissement des irréversibilités de trajectoire de la structure de gouvernance libérale, d'un côté, et le début du processus de réallocation d'actifs et de licences en faveur des compagnies pétrolières publiques, Rosneft et Gazpromneft¹, de l'autre.

Après avoir apporté des éléments de compréhension à la trajectoire de l'industrie pétrolière russe des années 1990 et du début des années 2000, il s'agit désormais de s'intéresser aux évolutions qui ont suivi l'affaire Yukos. A cet égard, même si le manque de recul historique laisse planer de nombreuses incertitudes, il semble que les analyses standard de cette affaire, en termes de « *nationalisme pétrolier* » (Bremmer et Johnston, 2009 ; Domjan et Stone, 2010 ; Vivoda, 2009)² et de régression vers une « *mentalité de la planification centrale* » (Milov *et al.*, 2006 : 312) ne puissent pas rendre compte de manière cohérente des évolutions organisationnelles et institutionnelles de l'industrie pétrolière russe qui suivent l'affaire Yukos.

L'approche en termes de « *nationalisme pétrolier* » met l'accent sur le comportement opportuniste de court terme des autorités fédérales, qui profitent de la hausse des cours pétroliers pour revenir de manière discrétionnaire sur les contrats (Sakhaline II) et pour fermer l'amont pétrolier aux compagnies privées, en particulier étrangères. Les actions du Kremlin s'apparenteraient ainsi à celles des pays de l'OPEP durant les années 1970 (Reynold et Kolodziej, 2007 : 943). Selon la grille de lecture des structures de gouvernance présentée au début de ce travail (*cf.* Chapitre 1), la Russie se dirigerait vers une structure de gouvernance

¹ Filiale pétrolière de Gazprom qui a été créée à l'occasion du rachat de Sibneft (*cf. infra*).

² Pour une critique de l'usage du terme de « *nationalisme pétrolier* » afin de rendre compte des modifications contractuelles observées à partir du milieu des années 2000 au sein de certains pays producteurs, dont la Russie, voir Mabro (2008).

pétrolière hiérarchique. Or, selon le critère constitué par les droits de propriété sur les actifs, ce sont les compagnies privées qui demeurent les acteurs principaux de l'amont pétrolier russe. De plus, et ce fait est encore plus saisissant, l'affaire Yukos est suivie d'accords de grande ampleur signés entre Rosneft et les principales compagnies internationales pour explorer les « zones frontières » de la Russie. Le principal accord est celui signé entre Rosneft et ExxonMobil, à l'été 2011, pour l'exploration d'une partie de la zone russe de l'Arctique (Henderson, 2012b)³. Ainsi, loin d'enclencher un processus de fermeture de l'amont pétrolier russe aux compagnies pétrolières privées, et en particulier internationales, l'affaire Yukos ouvre une période d'ouverture plus conséquente de l'amont pétrolier aux compagnies étrangères.

Quant à l'idée de régression vers « *une mentalité de la planification centrale* », elle oriente implicitement nombre de travaux, qui perçoivent ces évolutions comme un retour à une coordination par hiérarchie de la part des autorités fédérales. L'évolution qui entre en contradiction avec cette approche tient dans l'effectivité croissante des contrats qui encadrent la transaction entre les autorités et les compagnies, privées ou publiques. En particulier, pour la première fois depuis le début du processus de transition, le cadre fiscal est utilisé par les autorités comme un outil de régulation des stratégies des compagnies. Ainsi, le rôle accru des compagnies pétrolières publiques, loin de signaler un retour à un mode de coordination par planification, s'accompagne d'une effectivité croissante de certaines institutions de coordination propres à une économie de marché.

Enfin, si une perspective plus normative est adoptée, la troisième évolution que l'analyse standard a du mal à appréhender réside dans la modification des comportements des compagnies privées et publiques sur la question cruciale de l'exploration. En effet, les interprétations standard, en termes de « *nationalisme pétrolier* » notamment, vont de pair avec une perspective plus normative : le comportement opportuniste de court terme de la part des autorités constitue une atteinte au climat d'investissement qui n'incite pas les compagnies à investir dans les actifs spécifiques que constituent les investissements dans l'exploration des « zones frontières ». Or, même si ce point demande confirmation, il est observé une modification des comportements des compagnies dans le domaine de l'exploration de nouvelles zones de la Russie (Henderson, 2011). Ces investissements sont le fait des

³ Notons qu'Exxon Mobil avait tenté de se positionner dans l'amont pétrolier russe en 2003, par l'achat des actions de Yukos à M. Khodorkovsky, ce qui avait sans doute précipité le déclenchement de cette affaire. (Balzer, 2005).

compagnies publiques. Comme nous venons de le souligner, les investissements seront également le fait des compagnies pétrolières internationales.

Afin d'apporter des éléments d'explication aux paradoxes qui se font jour, du point de vue des analyses standard, à la suite de l'affaire Yukos, il nous semble nécessaire de démêler les liens d'interaction entre les composantes de la structure de gouvernance pétrolière hybride qui ont présidé à sa « *recombinaison institutionnelle* » (Boyer, 2003 : 184). Celle-ci est un mécanisme de changement institutionnel, pour partie spontané et pour partie intentionnel, qui se traduit par une modification des liens d'interaction entre les institutions. Ces derniers peuvent être des liens de complémentarité, de substituabilité ou, plus simplement, de compatibilité ou neutralité.

Trois éléments constitutifs de ce processus de recombinaison institutionnelle peuvent être identifiés. Tout d'abord, Rosneft et Gazpromneft assurent un rôle de substitut à la coordination par les contrats, en particulier en ce qui concerne les contenus des licences. Ensuite, les compagnies publiques jouent également un rôle de complément à la coordination par les contrats. Cela est particulièrement vrai pour les dispositions fiscales. A cet égard, il semble être attribué à Rosneft un rôle de *benchmarking*. La compagnie publique assure une redistribution de l'information en faveur des autorités, ce qui permet à ces dernières de surmonter le « *paradoxe du régime fiscal russe* » (Muslumov, 2010 : 26) mis en évidence dans le chapitre précédent : les autorités sont en mesure d'introduire des éléments de différenciation dans les dispositions fiscales, en fonction des caractéristiques géologiques des gisements. Enfin, la redistribution de l'information permise par Rosneft semble également modifier l'équilibre auto-exécutoire entre croyances, règles et comportements, qui s'était créé de manière endogène lors de l'interaction entre les autorités et les compagnies privées à la fin des années 1990 et au début des années 2000. Le raisonnement est le suivant : la redistribution de l'information rend plus crédible le contrôle des opérations de la part des autorités fédérales. Ainsi en sont modifiées les croyances des compagnies privées, domestiques et internationales, relatives aux incitations des autorités à intervenir *ex post* de manière arbitraire, d'une manière qui ne se limite pas aux perturbations innocentes qui entourent la transaction. En retour, cette réduction de l'incertitude stratégique pour les compagnies explique la modification de leur comportement sur la question de l'exploration.

L'approche en termes de recombinaison institutionnelle nous permet ainsi d'apporter des éléments d'explication aux différentes contradictions apparentes entre les évolutions observées à la suite de l'affaire Yukos et les positions normatives des approches standard :

l'augmentation du rôle des compagnies publiques permet d'assurer l'effectivité croissante des contrats, notamment en matière de fiscalité. Dans cette perspective, la réorganisation constituait un prélude à une ouverture plus conséquente de l'amont pétrolier russe aux compagnies pétrolières internationales et à la mise en place de stratégies d'investissement dans l'exploration de la part des différents acteurs.

Afin de mener l'analyse de la recombinaison institutionnelle, il est utile de revenir sur la grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière hybride, présentée dans le premier chapitre. Cette dernière peut nous permettre de définir précisément la configuration de la structure de gouvernance hybride qui se met en place en Russie. En effet, rappelons qu'une telle structure englobe des expériences nationales très diverses. Dans cette perspective, il nous est apparu opportun de pousser plus avant cette grille de lecture en identifiant, parmi cette catégorie, plusieurs éléments de différenciation, plusieurs points fixes de référence (*cf.* Chapitre 1). La mise en regard des réformes qui suivent l'affaire Yukos avec ces points fixes de références permet d'identifier la place de Rosneft et de Gazpromneft dans la structure de gouvernance pétrolière hybride et, par voie de conséquence, de mettre en lumière le poids relatif des différents rôles susceptibles d'être joués par ces dernières : leur rôle de substitut à la coordination par les contrats, leur rôle de complément à cette coordination et, enfin, la création de problèmes de coordination *sui generis* qu'elles peuvent générer (Section 1). Ces éléments posés, il est possible de mener l'analyse des différents vecteurs de la recombinaison institutionnelle qui suit les réaffectations discrétionnaires de licences et d'actifs en faveur de Rosneft et Gazpromneft (Section 2).

SECTION 1. LA CONFIGURATION DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE HYBRIDE RUSSE

Cette section débute par un bref rappel des différentes configurations d'une structure de gouvernance pétrolière hybride. Au regard des mécanismes par lesquels la compagnie publique peut se positionner en tant que substitut au contrat, jouer un rôle de complément à ce dernier et, enfin, créer des problèmes de coordination *sui generis*, trois lignes de césure ont été identifiées. Ces dernières offrent des points fixes de référence à l'aune desquels il est possible d'appréhender le poids relatif des différents rôles de la compagnie publique. Le premier point concerne l'ouverture du capital de la compagnie publique à des compagnies privées. Le deuxième a trait au degré d'autonomie opérationnelle et budgétaire dont dispose la compagnie publique. Enfin, le dernier est relatif au cadre concurrentiel qui organise l'accès aux ressources pour les différentes compagnies.

En s'appuyant sur ces points, il est possible de caractériser plus précisément la configuration de la structure de gouvernance pétrolière hybride qui est mise en place en Russie depuis le milieu des années 2000. Deux conclusions d'étape peuvent être avancées. En premier lieu, il est possible de caractériser les réformes russes par la négative, par ce qu'elles ne sont pas. Ainsi, les analyses en termes de « *nationalisme pétrolier* » et de régression vers « *la mentalité de la planification centrale* » seront discutées. La seconde conclusion d'étape identifiera certaines innovations propres à la structure de gouvernance pétrolière hybride russe.

1.1. Les points fixes de référence qui définissent le poids relatif des différents rôles de la compagnie pétrolière publique dans une structure de gouvernance pétrolière hybride : un rappel

L'élément fondamental d'une structure de gouvernance pétrolière hybride réside dans le fait que la compagnie pétrolière publique peut jouer le rôle de substitut à la coordination par les contrats, celui de complément à cette dernière, et qu'elle peut créer des problèmes de coordination *sui generis*. Il convient de rappeler brièvement les différents mécanismes qui ont pu être identifiés et les arbitrages qui se posent à un Etat lors de la définition de la configuration d'une structure de gouvernance pétrolière hybride.

Pour ce qui est du rôle de substitut au contrat, la compagnie pétrolière nationale permet une coordination par autorité, d'une part, et peut induire la suppression de certains problèmes de coordination structurant la transaction, d'autre part. Tout d'abord, l'Etat, en tant que propriétaire de la compagnie, peut imposer ses préférences en termes de taux d'exploration et de taux de déplétion des réserves découvertes. Ce contrôle direct se substitue aux différentes dispositions contractuelles par lesquelles un Etat peut inciter ou orienter les stratégies d'exploration et de déplétion des compagnies pétrolières privées. Ensuite, le cadre incitatif découlant de la propriété publique, et du paquet de droits échangé lors de la transaction, peut conduire à une convergence d'intérêt plus importante entre l'Etat et le consortium. En particulier, l'horizon temporel au sein duquel la compagnie est incitée à définir sa stratégie de gestion des ressources en terre s'allonge. De plus, les dispositions accordant à la compagnie pétrolière publique un accès privilégié aux ressources contribuent à sécuriser ses droits d'accès aux ressources. En retour, cette sécurisation peut également accroître la convergence d'intérêt *ex ante* entre l'Etat et le consortium. En effet, la compagnie publique n'est plus dans une position de *lock in* vis-à-vis du comportement opportuniste *ex post* de l'Etat. Par voie de conséquence, la diminution du degré d'incertitude stratégique qui

entoure la transaction peut faciliter la mise en œuvre des investissements d'exploration dans les actifs spécifiques.

Le rôle de complément à la coordination au contrat que joue la compagnie publique repose principalement sur la redistribution de l'information en faveur de l'Etat. La réduction du gap informationnel entre l'Etat et le consortium qui opère les réserves peut avoir deux conséquences. Tout d'abord, il devient possible pour l'Etat d'introduire une certaine flexibilité au sein du régime fiscal sans pour autant être fragile vis-à-vis des stratégies opportunistes *ex post* de la part du consortium. Ensuite, la redistribution de l'information peut permettre à l'Etat de trouver le bon équilibre entre stabiliser les anticipations des compagnies, d'une part, et prévoir un degré de flexibilité suffisant pour adapter les termes du contrats *ex post* aux perturbations innocentes, d'autre part. Sur ce point, le mécanisme identifié provient de la mobilisation de l'approche institutionnelle d'A. Greif. Selon cet auteur, les croyances, notamment comportementales, les règles ainsi que les comportements constituent un équilibre auto-exécutoire. Dans cette perspective, il faut s'interroger sur la manière dont la compagnie publique peut modifier « *le type de comportements et de croyances auto-exécutoires au sein de l'interaction considérée* » (Greif, 2004 : 14). Les croyances susceptibles d'être altérées, en raison de redistribution de l'information, sont celles de la part des compagnies qui sont relatives aux incitations de l'Etat à intervenir *ex post* de manière opportuniste et arbitraire. En effet, si l'Etat est en mesure de distinguer les comportements opportunistes des compagnies de ce qui tient de l'incertitude innocente, il sera incité à intervenir *ex post* de manière appropriée. Cette modification des incitations qui s'exercent sur l'Etat peuvent alors contribuer à modifier les croyances des compagnies privées concernant l'engagement crédible de l'Etat. Ces dernières peuvent être ainsi amenées à modifier leurs comportements d'exploration et de production en conséquence.

Enfin, comparativement à la structure de gouvernance libérale, une structure de gouvernance hybride est source de problèmes de coordinations particulières. A cet égard, la littérature sur les compagnies pétrolières publiques et le « *cycle du nationalisme pétrolier* » met en avant deux éléments essentiels. Le premier a trait au déficit d'efficacité opérationnelle des compagnies pétrolières publiques. Le deuxième porte sur le phénomène du retournement de l'agent contre le principal (Stevens, 2008a) et du « renversement de la gouvernance » (Noreng, 2010 : 82). Ce dernier renvoie aux difficultés susceptibles d'être rencontrées par l'Etat pour contrôler effectivement la compagnie publique et lui permettre ainsi d'assurer dans les faits son rôle de complément et de substitut à la coordination par les contrats. En

particulier, le risque est de voir la compagnie publique « *aligner ses opérations et ses intérêts avec ceux des compagnies privées* » (Noreng, 1996 : 198).

Au regard de ces différents rôles susceptibles d'être tenus par la compagnie pétrolière publique, trois types d'arbitrages se posent à un Etat. La réponse apportée à ces trois arbitrages détermine la place de la compagnie publique dans cette structure et, de ce fait, détermine le poids relatif des différents rôles qu'elle est susceptible de jouer. Le premier arbitrage concerne l'ouverture du capital à des actionnaires privés. L'un des objectifs recherchés est de diriger les incitations des dirigeants vers la recherche d'une maximisation de la valeur des actifs, vers l'efficacité opérationnelle. Deux contreparties peuvent être soulignées. La première est que la privatisation partielle de la compagnie publique est susceptible d'amenuiser le rôle de substitut à la coordination par les contrats joué par la compagnie publique. A titre d'exemple, il est possible que l'horizon temporel de la compagnie publique se resserre ou, dit autrement, que le taux d'actualisation sur lequel s'appuie sa politique de déplétion augmente. Cela redéfinit la zone de conflit-coopération entre l'Etat et le consortium vers une configuration proche de celle d'une structure de gouvernance libérale. Le second risque est que la privatisation partielle peut renforcer l'incitation de la compagnie publique à aligner ses intérêts sur ceux des compagnies privées et accroître ainsi le risque du retournement de l'agent contre le principal.

Le deuxième choix à effectuer a trait au degré d'autonomie budgétaire et opérationnelle accordé aux dirigeants de la compagnie publique. Une autonomie importante peut contribuer à structurer les incitations de la compagnie publique vers l'efficacité opérationnelle et permettre à cette dernière de développer des stratégies d'exploration et de production sans être dépendante des lignes de crédits accordés par les autorités. Mais, de ce fait, le contrôle de la compagnie publique et la coordination par les autorités peuvent devenir moins aisés du point de vue de l'Etat. Le dilemme qui est posé est ainsi celui de trouver un équilibre adéquat entre le contrôle effectif de la compagnie publique et le degré de liberté entrepreneuriale qui peut lui être accordée (Tordo *et al.*, 2011 : 43), l'équilibre entre la fonction administrative de la compagnie publique et sa fonction pétrolière (Boussena, 1994).

Enfin, le troisième arbitrage est relatif au degré de concurrence entre la compagnie publique et les compagnies privées pour l'accès aux ressources. Différentes situations, allant du monopole de la position d'opérateur de la compagnie publique, jusqu'à un accès concurrentiel entre les compagnies privées et la compagnie publique, peuvent être observées. Sur ce point, les termes de l'arbitrage sont les suivants : d'un côté, le maintien d'un certain

degré de concurrence peut participer à améliorer l'efficacité opérationnelle de la compagnie. De l'autre, le maintien d'un accès privilégié de la compagnie publique aux ressources peut contribuer à rendre certains problèmes de coordination moins aigus. En particulier, le maintien de la position monopolistique de la compagnie publique signifie que l'Etat peut avoir accès à l'information pour l'ensemble des gisements.

1.2. Les réformes de la structure de gouvernance pétrolière mises en place en Russie depuis le milieu des années 2000

La grille de lecture des structures de gouvernance hybride offre des points de repère précis à l'aune desquels il est possible de présenter les réformes mises en œuvre en Russie depuis le milieu des années 2000. Elle permet également d'identifier les « innovations » propres à la structure de gouvernance pétrolière hybride russe. Les réformes qui suivent l'affaire Yukos sont de trois ordres. Tout d'abord, il s'agit de la poursuite des réaffectations discrétionnaires d'actifs et de licences en faveur des compagnies publiques, Rosneft et Gazpromneft. Ensuite, les autorités fédérales modifient le cadre légal et concurrentiel d'accès aux ressources pour les différents opérateurs. A cet égard, deux éléments d'importance peuvent être signalés. En premier lieu, il est attribué une position privilégiée aux compagnies publiques afin d'accéder aux gisements des « zones frontières » de la Russie. En outre, les modalités légales d'investissements étrangers au sein de l'amont pétrolier russe sont redéfinies. Enfin, pour ce qui est des relations entre les autorités et les compagnies publiques, la structure de gouvernance hybride russe se caractérise par la privatisation partielle du capital de Rosneft, ainsi que par la mise en place d'un cadre opérationnel commercial pour les compagnies publiques. Il est alors possible de conclure la présentation des réformes par une tentative de caractérisation de la structure de gouvernance hybride russe. Les points suivants peuvent être avancés. En premier lieu, elle se caractérise par le fait que la compagnie pétrolière publique ne se pose pas en complément total par rapport au contrat. En second lieu, une innovation propre à la structure de gouvernance hybride russe peut être signalée : elle réside dans la modalité de coopération entre les compagnies privées internationales et les compagnies publiques russes.

1.2.1. Les acquisitions d'actifs et de licences par Rosneft et par Gazpromneft

L'augmentation du poids des compagnies pétrolières publiques dans les opérations de l'amont pétrolier depuis 2003-2004 se réalise selon deux modalités principales : tout d'abord par la prise de contrôle des actifs détenus auparavant par les compagnies pétrolières privées, ensuite par le rachat de licences d'exploration-production et/ou par l'entrée au sein de

consortiums jusqu'alors dominés par des compagnies privées. Ces deux évolutions conduisent à une augmentation importante du poids relatif de ces compagnies dans la production de pétrole (*cf.* Tableau 4.1). Dans une large mesure, les interventions discrétionnaires des autorités fédérales ont favorisé la position des compagnies pétrolières publiques et ont rendu possibles ces changements.

Tableau 4.1 : Les principales compagnies pétrolières russes en 2003, 2009, 2010
(en termes de production)

	Compagnies pétrolières	Production, Mb/j, 2003	Production, Mb/j, 2009	Production, Mb/j, 2010
Compagnies privées	Lukoil	1,6	1,80	1,9
	TNK-BP	1,2	1,41	1,88
	Surgutneftegaz	1,1	1,18	1,22
	RussNeft		0,24	0,26
	Yukos	1,6	-	-
Compagnies majoritairement détenues par l'Etat	Rosneft	0,4	2,41	2,33
	Gazprom		1,05	nd
	<i>Incl. GazpromNeft</i>		0,59	nd
Compagnies régionales	Tatneft	0,5	0,52	0,52
	Bashneft	0,2	0,25	0,28
Autres (APP inclus)			0,79	
Total		8,4	9,96	

Source: "Russian oil production", *Argus FSU Energy*, 29 Jan. 2010
Rapports annuels des compagnies.

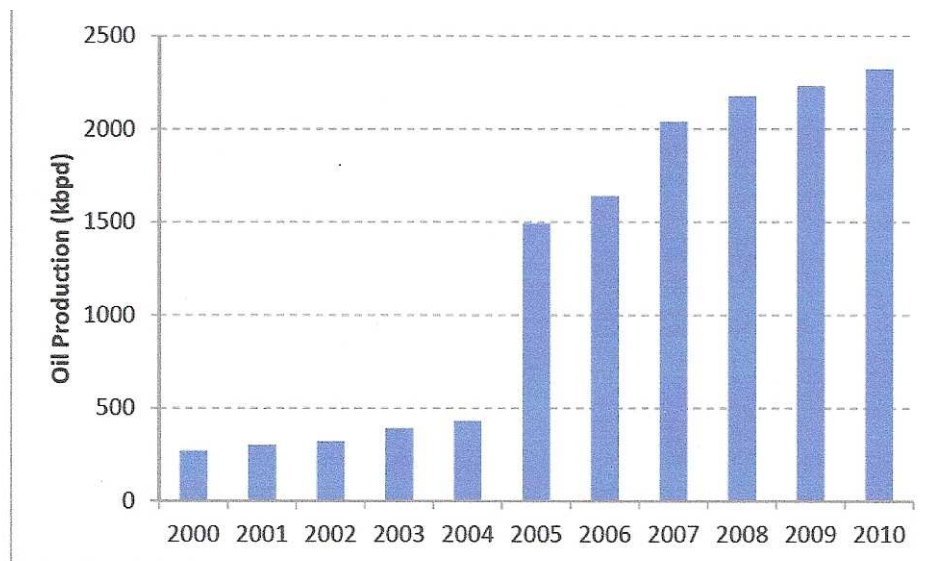
Durant la période qui court de 1995 à 2004, Rosneft constitue un acteur marginal de l'industrie pétrolière russe, ce dont témoigne son niveau de production. La compagnie publique ne contribue pas à la hausse de la production observée à partir de 1999 (*cf.* Graphique 4.1). La raison principale en est la faiblesse des autorités fédérales pour asseoir leur autorité de propriétaire durant la seconde moitié des années 1990⁴. Plusieurs conséquences négatives en résultent. Tout d'abord, la holding-mère rencontre des difficultés importantes pour mettre un terme aux relations conflictuelles qu'elle entretient avec ses filiales. Comme cela a été souligné, ces problèmes affectent l'ensemble des compagnies pétrolières durant les années 1990. Mais, contrairement à ses homologues privées, Rosneft n'est pas en mesure de réaliser l'intégration verticale, à la fois financière et opérationnelle, de

⁴ Rappelons que cette difficulté des autorités fédérales à asseoir leur rôle de propriétaire s'observe dans l'ensemble des entreprises où elles maintiennent une position dominante. Sur ce point, voir l'article d'O. Kuznistsova et A. Kuznitsov dans lequel les auteurs soulignent que « *les actions détenues par l'Etat demeurent largement inexercées* » (Kuznetsova et Kuznetsov, 1999 : 433).

ses filiales. Comme le souligne le vice-président de Rosneft en 1996 : « *Rosneft est actuellement une collection de différentes compagnies* »⁵. Ces relations conflictuelles empêchent la définition d'une stratégie coordonnée pour assurer la croissance de la compagnie en termes de production.

Ensuite, la faiblesse des autorités fédérales pour exercer leurs droits de propriété laisse la voie libre aux oligarques pour acquérir certains actifs de Rosneft (Henderson, 2012a : 5-6). En effet, si Rosneft apparaît comme une entité fragilisée, il n'en demeure pas moins que certaines de ses sociétés de production, en particulier Purneftegaz, détiennent des licences de production recouvrant des zones géographiques intéressantes en termes de réserves pétrolières. Dans cette perspective, les années 1997-1998 sont marquées du sceau de diverses tentatives de privatisation de Rosneft ou de l'acquisition, par d'autres compagnies, de sa société de production principale, Purneftegaz. A cet égard, V. Potanine et B. Berezovsky ont été les oligarques les plus actifs pour pousser en faveur d'une privatisation de Rosneft et pour tenter d'acquérir Purneftegaz par le biais d'un détournement de la loi sur les faillites (Poussenkova, 2007 : 18-21).

Graphique 4.1 : Evolution de la production de brut de Rosneft (en milliers de barils par jour)



Sources: Rosneft company data, Interfax

Source : Henderson (2012a : 9).

Une rupture s'observe à la suite de la nomination d'E. Primakov au poste de premier ministre, au lendemain de la crise financière d'août 1998, et de celle de S. Bogdanchikov comme président de Rosneft. S'ouvre alors une période marquée par un interventionnisme

⁵ Cité dans N. Poussenkova (2007 : 25).

plus important de la part des autorités fédérales dans la gestion de la compagnie pétrolière publique. E. Primakov met tout d'abord un terme au processus engagé pour la privatisation de cette compagnie. En outre, il intervient afin de surseoir aux procédures de faillite à l'encontre de Purtneftegaz, initiées par des créiteurs en accord, semble-t-il, avec les oligarques intéressés par l'acquisition de cette société de production. Ensuite, S. Bogdanchikov développe une stratégie ayant pour objectif l'intégration verticale de Rosneft. Notons que pour ce faire, le président de Rosneft a recours aux mêmes procédés attentatoires aux droits des actionnaires minoritaires, utilisés quelques années plus tôt par les oligarques pour atteindre cet objectif. Si 1998 marque ainsi un tournant en ce qui concerne la volonté de la part des autorités fédérales d'asseoir leur autorité de propriétaire, c'est essentiellement à la suite de l'affaire Yukos, et du rachat par Rosneft des principales filiales d'exploration-production constitutives de Yukos, que la compagnie publique devient un acteur important de l'industrie pétrolière russe en termes de niveau de production. Ainsi, à la suite d'une vente aux enchères quelque peu opaque qui suit la mise en faillite de Yukos, Rosneft acquiert à la fin de l'année 2004 Yuganskneftegas. La compagnie publique poursuit l'acquisition des actifs de Yukos en 2007 (cf. Tableau 4.2). Entretemps, elle acquiert également 51 % des actions de la filiale de SINOPEC, Promleasing. La compagnie chinoise avait créé cette filiale quelques mois auparavant lors de l'acquisition de l'une des principales sociétés de production de BP-TNK : Udmurtneft.

Tableau 4.2 : Actifs anciennement constitutifs de Yukos acquis par Rosneft

Actifs	Date
Sociétés d'exploration-production	
Yuganskneftegas	Fin 2004
Tomskneft	Mai 2007
Samaraneftegas	Mai 2007
East Siberian Oil and Gas Company	Mai 2007
Sociétés de raffinage	
Angarsk	Mai 2007
Achinsk	Mai 2007
Novokuybyshevsk	Mai 2007
Kuybyshev	Mai 2007
Syzran	Mai 2007
Strzhevoi	Mai 2007

Source : Rosneft (2007 : 28).

L'entrée de la société gazière Gazprom dans les opérations de l'amont pétrolier constitue la seconde évolution organisationnelle saillante observée au milieu des années 2000. Cette opération se réalise en 2005 par le rachat des actions majoritaires dans Sibneft jusque-là détenues par R. Abrahamovitch. A cette date, Sibneft est la troisième compagnie pétrolière en termes de niveau de brut produit. L'intégration de Sibneft dans Gazprom s'effectue par la création d'une filiale pétrolière, Gazpromneft, dans la structure organisationnelle du groupe gazier. Au-delà de cette acquisition d'actifs, Gazprom est également la compagnie publique que les autorités fédérales favorisent lors de la redistribution de licences ou la renégociation de l'APP encadrant le projet de Sakhaline II. Comme cela a été souligné à la fin du chapitre précédent, Sakhaline II constitue l'exemple caractéristique de l'impérialisme des autorités fédérales à encadrer la transaction par le biais de règles contractuelles. Dans cette perspective, les autorités fédérales engagent une renégociation de cet APP afin de favoriser l'entrée de Gazprom en tant qu'opérateur de ce projet. La modification de la structure du consortium développant Sakhaline II consiste en l'introduction de Gazprom en tant qu'opérateur. Elle fait

suite à de nombreuses menaces de révocation de l'accord de la part du ministre des ressources naturelles sur la base de considérations relatives à la protection de l'environnement (Cameron, 2010 : 334-335). Ainsi, en septembre 2006, alors que les négociations entre Gazprom et Shell sont en cours, le Parquet général de la Russie rend une décision confirmant que Shell n'a pas fourni aux auteurs de l'expertise environnementale, réalisée sous l'auspice du ministère des ressources naturelles, des documents suffisamment « *approfondis et complets* »⁶. Le ministère des ressources naturelles suspend alors les opérations de Shell qui est alors contrainte d'accepter l'entrée de Gazprom dans le consortium en tant qu'opérateur (Brower, 2007)⁷. La compagnie gazière russe acquiert 50 % plus une action du consortium. Chacun des partenaires originaux du consortium voit sa part divisée par deux. Shell détient ainsi 27,5 % des actions du consortium, Mitsui 12,5 % et Mitsubishi 10 %⁸.

Une analogie peut être perçue avec le transfert de la licence d'exploration-production du gisement gazier de Kovytko. La production de ce gisement est destinée à être exportée sur le marché chinois. Depuis 1992, la licence était la propriété de Rusia Petroleum, elle-même détenue majoritairement par BP-TNK. Depuis 2003-2004, cette dernière est régulièrement confrontée à des menaces de révocation de la licence pour non-respect des objectifs de production (Nicholls, 2004). BP-TNK était néanmoins confrontée à l'absence de débouchés rentables compte tenu du manque d'infrastructures d'exportation vers la Chine (Eder *et al.*, 2009 ; Pleines, 2009 : 76). Durant l'année 2010, les autorités choisissent de ne pas procéder par le biais d'une révocation de licences, mais au moyen d'une procédure de mise en faillite de Rusia Petroleum, afin de permettre à BP-TNK de couvrir certains de ses coûts⁹. En mars 2011, une vente aux enchères fermées, avec Rosneftgaz et Gazprom comme uniques participants, est organisée. Elle voit Gazprom acquérir Rusia Petroleum¹⁰.

⁶ Voir "La Russie bloque le grand projet de Shell et menace celui de Total", *Les Echos*, 19 sept. 2006, ainsi que L. Kim (2006), "Shell Rejects Environment Report", *The Moscow Times*, 28 Aug. 2006.

⁷ "Russia Turns the Screws on Foreign PSAs", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLV, n° 40, 2 Oct. 2006, pp. 1&4.

⁸ "Shell, Gazprom Close Book on Feud", *The Moscow Times*, 19 April 2007.

⁹ "Moscow Changes Its Tune on Investment", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLIX, n° 26, 28 June 2010, p. 2.

¹⁰ Voir E. Grynszpan, "Hydrocarbures : les russe Gazprom déloge TNK-BP d'un gisement sibérien stratégique", *La Tribune*, 3 mars 2011.

1.2.2. Le cadre légal et concurrentiel d'accès aux ressources en terre pour les opérateurs

Les modifications du cadre légal et concurrentiel d'accès aux ressources sont de deux ordres. En premier lieu, sont introduites des dispositions dont l'objet est de consacrer la place privilégiée des compagnies pétrolières publiques afin d'accéder aux ressources des nouvelles zones de production russes. En second lieu, il est effectué une modification en profondeur des dispositions législatives régissant les conditions d'accès aux ressources pour les compagnies pétrolières internationales.

– L'accès préférentiel accordé aux compagnies pétrolières publiques

Deux réformes de la législation concourent à accorder une place dominante aux compagnies pétrolières publiques. La première législation tient au décret présidentiel de 2007 relatif aux gisements considérés comme d'importance stratégique au niveau fédéral. Les critères définis sont les suivants : il s'agit des gisements gaziers contenant plus de 1,3 trillion de mètre de gaz et plus de 50 millions de tonnes de pétrole. Le point d'importance est que ce décret autorise les autorités à procéder à l'attribution des licences d'exploration-production de ces gisements sans appels d'offres et/ou ventes aux enchères préalables. Si cette législation ne stipule pas que les gisements stratégiques doivent être attribués aux seules compagnies pétrolières publiques, Rosneft et Gazpromneft sont les compagnies qui ont été jusqu'à ce jour privilégiées lors de l'attribution de ces licences. En mars 2008, Gazprom se voit ainsi attribué de cette manière le gisement de Chayandinskoy dans la république de Sakha¹¹.

Si, depuis 2007, l'accès privilégié des compagnies publiques aux gisements stratégiques se réalise de fait, les gisements situés dans l'offshore russe font, eux, l'objet d'une loi, signée par le président D. Medvedev en juillet 2008, qui inscrit dans la législation la position privilégiée des compagnies pétrolières publiques pour accéder aux gisements situés dans les zones en offshore de la fédération de Russie : la mer de Barents, la zone russe de l'arctique, de la mer Noire et de la mer Caspienne¹². Cette nouvelle loi mentionne que les licences des gisements localisés en offshore ne peuvent être attribuées qu'à des compagnies majoritairement détenues par les autorités russes et qui ont plus de cinq ans d'expérience dans l'exploration et la production d'hydrocarbures en offshore¹³. Rosneft et Gazprom sont ainsi

¹¹ Adachi (2009 : 1408) et "Gazprom Wins Huge Field in Yakutia", *The Moscow Times*, 15 March 2008,.

¹² Notons que Lukoil demeure pour l'instant la compagnie russe la plus active dans les opérations d'exploration-production en mer Caspienne.

¹³ "New Law Restricts Access to Continental Shelf Drilling and Production", *Bofit Weekly*, n° 33, 15 Aug. 2008.

les seules compagnies susceptibles d'accéder à ces gisements. C'est dans ce cadre que Gazprom a obtenu la licence du gisement de Kirinsky de Sakhaline III à la fin de l'année 2008 sans procédures d'appels d'offres ou de ventes aux enchères¹⁴. En 2010, Rosneft s'est vu attribué de la même manière sept licences, dont deux situées dans l'*offshore* de Sakhaline¹⁵.

– *La modification des conditions d'ouverture de l'amont pétrolier aux compagnies pétrolières internationales*

Outre la place privilégiée accordée aux compagnies pétrolières publiques, on observe également, depuis le milieu des années 2000, une modification des conditions légales d'ouverture aux compagnies pétrolières internationales. Si de nombreuses incertitudes perdurent, l'examen des réformes législatives adoptées dans ce domaine et des accords de partenariat signés en 2011-2012 entre les compagnies publiques russes et les compagnies pétrolières internationales permet d'ores et déjà de mettre en évidence certains traits marquants de cette modalité d'ouverture.

La première caractéristique tient au fait que tout investissement étranger de grande ampleur au sein des nouvelles zones de production russes semble devoir se réaliser en pleine coopération avec les compagnies pétrolières publiques russes. Cela tient tout d'abord à la place privilégiée accordée à ces dernières lors de l'attribution des licences d'exploration-production au sein des zones offshore et des autres gisements stratégiques. C'est également l'un des objectifs visés par la loi sur les investissements étrangers au sein des secteurs stratégiques, adoptée en novembre 2008 (OECD, 2008 ; Moe, 2008 ; Panov, 2008). Cette dernière légifère, entre autres, sur les conditions d'accès aux gisements stratégiques pour les compagnies pétrolières internationales. En premier lieu, elle introduit des amendements à la loi sur les sous-sols, clarifiant les critères de définition des gisements considérés comme stratégiques¹⁶. Ensuite, il est confirmé que seules les compagnies de droit russe pourront

¹⁴ Cette licence est partie prenante du bloc de Sakhaline III et détenue jusqu'en 2004 par ExxonMobil. Voir Bradshaw (2009 : 6).

¹⁵ "Moscow Makes Few Waves With Offshore Changes", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLIX, n° 43, 25 Oct. 2010, p.3.

¹⁶ L'amendement introduit à la loi sur les sous-sols tend à réduire le nombre de gisements considérés comme étant "d'importance fédérale". En effet, les critères définis au sein de cet amendement sont supérieurs à ceux définis en 2007 au sein du décret présidentiel. Selon l'amendement de mai 2008, les gisements stratégiques sont ceux qui renferment un niveau de réserves d'un montant supérieur à 70 millions de tonnes ainsi que l'ensemble des réserves présentes dans l'*offshore* russe. Sur ce point, voir Moe (2008 : 1).

acquérir les droits d'usage des ressources minérales situées au sein de ces gisements¹⁷. Ainsi est maintenue la possibilité pour les compagnies privées domestiques d'accéder à ces gisements.

Quant aux compagnies étrangères privées qui souhaitent acquérir des actions dans le capital d'une entreprise ou d'un consortium intervenant dans les activités de recherche géologiques, d'exploration et de production au sein des gisements stratégiques, elles doivent au préalable recevoir l'autorisation d'une commission présidée par le premier ministre. La loi de novembre 2008 a fixé le seuil au-dessus duquel cette autorisation préalable est nécessaire à 10 % du capital. Un amendement à la loi adopté en décembre 2011 a néanmoins facilité la procédure par le biais d'une hausse de ce seuil, qui est porté à 25 % du capital¹⁸. Si le capital de la compagnie étrangère est majoritairement public, le seuil à partir duquel l'approbation de la commission est nécessaire a été défini à 5 %¹⁹. Cette disposition consacre ainsi un droit de contrôle *ex ante* de la part des autorités sur les investissements étrangers réalisés au sein des compagnies pétrolières privées russes opérant au sein de ces gisements stratégiques. Enfin, il est stipulé que ces dispositions ne s'appliquent pas, dès lors que l'Etat fédéral est le propriétaire, ou contrôle indirectement, plus de 50 % des entreprises ou du consortium considérés. Ainsi, cette loi limite les interventions discrétionnaires des autorités dès lors que les investissements étrangers s'effectuent par le biais d'une coopération avec les compagnies pétrolières publiques russes. Dans ces conditions, les compagnies pétrolières internationales peuvent être incitées à intervenir au sein de l'amont pétrolier russe.

La seconde caractéristique frappante des conditions d'accès aux ressources pour les compagnies privées internationales réside dans les modalités par lesquelles la coopération entre ces dernières et les compagnies publiques est susceptible de s'exercer. Certaines de ces modalités peuvent être dégagées par un examen des accords de partenariat signés entre les compagnies pétrolières internationales et les compagnies publiques russes ces dernières années (*cf.* Encadré 4.1) [Henderson, 2012b]. Deux éléments saillants se dégagent. Le premier tient au fait que les compagnies pétrolières publiques demeurent les propriétaires uniques des

¹⁷ Dans la mesure où le montant des réserves est nécessairement inconnu *ex ante*, il est stipulé que si une compagnie étrangère découvre un gisement stratégique, le gouvernement s'accorde le droit de ne pas renouveler la licence, la compagnie étrangère recevant alors une compensation dont les principes de calcul ne sont pas détaillés.

¹⁸ "Foreign Strategic Investment Law Continues to Evolve", *Bofit Weekly*, n° 2, 13 Jan. 2012.

¹⁹ "Duma Passes Law Limiting Foreign Investment in Strategic Enterprises", *Bofit Weekly*, n° 13, 28 March 2008.

licences d'exploration-production au sein des zones géographiques concernées par les accords de partenariat. Les compagnies publiques maintiennent ainsi le contrôle sur les opérations. De ce fait, la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier, en tant que transfert des droits sur les ressources en terre, prend place entre les autorités et les compagnies publiques. Ces dernières se positionnent ainsi en tant qu'interface entre les autorités de régulation et les compagnies privées. Le second élément est celui du principe de réciprocité « *actifs contre actifs* » (Belyi, 2009). Cela s'entend au sens où les investissements des compagnies internationales au sein de l'amont russe s'accompagnent de la possibilité offerte aux compagnies russes d'accéder à des actifs situés en aval de la chaîne pétrolière ou gazière, ou à des ressources en amont situées dans d'autres pays producteurs.

Si cette stratégie a jusqu'alors été principalement développée par Gazprom, la logique des actifs contre actifs semble désormais également concerner les accords passés par les compagnies internationales avec Rosneft. Il en allait ainsi de l'accord annoncé en janvier 2011 entre BP et Rosneft. Ce dernier se structurait autour de deux éléments (*cf.* Encadré 4.1). Il s'agissait, d'une part, d'un accord de partenariat pour l'exploration jointe au sein d'une vaste aire géographique située dans la zone russe de l'Arctique. Il s'agissait, d'autre part, d'un échange d'actifs dont les modalités étaient les suivantes : BP recevaient 9,5 % des actions de Rosneft. Quant à cette dernière, elle était supposée acquérir 5 % des actions de BP.

Si cet accord a rapidement avorté, il semble que cet insuccès ne soit pas le fruit d'un désaccord profond de la part des autorités. La raison de l'échec est l'opposition manifestée par le groupe d'actionnaires de contrôle de TNK, Alfa-Access-Renova, partenaire de BP au sein de la *joint venture* BP-TNK (Yenikeyeff, 2011). Dans cette perspective, la structure de cet accord demeure d'un intérêt analytique certain, dans la mesure où il laisse entrevoir la forme de coopération souhaitée par Rosneft et son actionnaire principal, l'Etat russe. En témoigne le « remplacement » de BP par ExxonMobil en août 2011. Cet accord reprend en effet les dispositions principales relatives à l'exploration de la mer de Kara dans l'Arctique russe. Y sont également incluses des modalités d'échange d'actifs. Une différence est néanmoins à noter : cet échange d'actifs ne porte pas sur les actions des deux compagnies. Il porte sur la participation de Rosneft à des projets d'exploration et de développement menés par ExxonMobil, dans le Golfe du Mexique notamment.

Ce principe des échanges d'actifs qui structurent de manière croissante les partenariats signés en Russie manifeste la volonté d'internationalisation des activités des compagnies publiques russes. Pour ce qui est de Gazprom, le contexte international apparaît

déterminant afin d'expliquer cette stratégie. En effet, cette dernière doit être appréhendée comme une réponse de la compagnie gazière russe au processus de libéralisation des industries énergétiques au sein de l'Union européenne, son principal marché d'exportation. Il s'agit essentiellement, pour la compagnie russe, d'accéder directement au consommateur européen et de capter ainsi une partie de la rente en aval de la chaîne gazière européenne (Boussena et Locatelli, 2011 : 30). Quant à Rosneft, cette stratégie d'internationalisation constitue l'une des manifestations de la volonté des autorités russes de définir un cadre d'opération commercial pour la compagnie publique et de définir une structure incitative orientant le comportement de la compagnie publique vers la recherche d'une plus grande efficacité.

Encadré 4.1 : Les accords de partenariat entre les compagnies pétrolières internationales et Rosneft

L'accord avorté entre BP et Rosneft

L'accord est signé le 14 janvier 2011. Il porte à la fois sur un accord de coopération pour l'exploration jointe d'une zone géographique située dans l'Arctique ainsi que sur un échange d'actifs qui voit la compagnie internationale BP acquérir 9,5 % des actions de Rosneft tandis que cette dernière acquiert 5 % des actions de BP. L'espace concerné pour l'exploration conjointe est la mer de Kara, dont la superficie est équivalente à la mer du Nord. A l'heure actuelle, le montant estimé des ressources est de l'ordre de 35-40 milliards de barils. Rosneft demeure la seule détentrice des licences d'exploration des blocs East-Prinovozemelsky 1, 2 et 3. Ces dernières lui ont été attribuées par les autorités en 2010. A l'image du « modèle Shtockman », Rosneft se positionnait en tant que seule propriétaire du pétrole produit. Il demeurerait ainsi également une incertitude quant au droit offert à BP d'enregistrer les réserves découvertes. De plus, BP était supposé détenir 33,3 % d'une entité distincte réalisant les travaux d'exploration-production, elle-même sous contrat avec Rosneft. Les modalités de vente du pétrole produit, propriétaire de Rosneft, à cette entité distincte n'ont pas été précisées. En outre, BP s'était engagé à « porter » Rosneft pour les dépenses initiales d'exploration pour un montant de 1 à 2 milliards de dollars. Par la suite, le risque devait être partagé entre les membres de la *joint venture*.

Sources : “Rosneft and BP Agree on Share-Swap and Strategic Cooperation in the Arctic”, *Bofit Weekly*, n° 4, 28 Jan. 2011 ; “BP Answers Critics with Rosneft Deal”, *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. L, n° 3, 24 Jan. 2011, p. 3 ; “BP Seeks Way Out of Russian Impasse”, *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. L, n° 5, 7 Feb. 2011, p. 2. ; “Moscow Talks Up Investment Prospects”, *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. L, n° 5, 7 Feb. 2011, p. 5 ; M. Roche (2011), “Le russe Rosneft renonce à son alliance géante avec BP pour forer l'Arctique”, *Le Monde*, 18 mai 2011.

L'accord Rosneft – Chevron

L'accord préliminaire entre Rosneft et Chevron pour l'exploration jointe du gisement de Val Shatskogo, situé dans la zone russe de la mer Noire est signé en juin 2010. Rosneft demeure la détentrice de la licence et Chevron s'engage à « porter » Rosneft durant les premières phases d'exploration. Chevron acquiert 33 % de la joint venture en charge des opérations d'exploration-production. En juillet 2011, certains désaccords apparaissent entre les deux partenaires. En particulier, Rosneft et Chevron diffèrent dans leur estimation de la rentabilité des investissements nécessaires afin d'extraire le pétrole à la suite des travaux d'exploration. Selon les informations disponibles, Total serait en train de se positionner afin de remplacer Chevron pour le développement du gisement.

Source : “Moscow Changes Its Tune on Investment”, *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLIV, n° 26, date, p.2 ; “Chevron quit Black Sea oil project with Russia's Rosneft”, Reuters, 8 July 2011, consulté le 15 juillet 2011 sur la page :

<http://www.reuters.com/article/2011/07/08/rosneft-total-idUSLDE76719H20110708>

Encadré 4.1 (suite)**L'accord Rosneft-ExxonMobil**

L'accord entre Rosneft et ExxonMobil a été signé en janvier 2011. Il porte sur les gisements offshore de Tuapse située en mer Noire. S'il ne prévoit pas d'échange d'actifs, la structure de l'accord relatif à l'exploration de la zone ressemble à celui de Shtockman et à celui qui était prévu dans le cadre de l'accord avec BP. En effet, Rosneft demeure l'unique détentrice de la licence d'exploration-production et, par voie de conséquence, du brut susceptible d'être extrait. De plus, ExxonMobil s'engage à supporter le risque initial d'exploration pour un montant d'un milliard de dollars. La compagnie nord-américaine acquiert 33,3 % de la joint venture en charge des opérations.

En août 2011, à la suite de l'échec de l'accord entre BP et Rosneft, les termes de l'accord entre Rosneft et ExxonMobil sont élargis afin d'intégrer comme projet commun à la *joint venture* l'exploration et le développement de la mer de Kara. L'accord est finalisé en avril 2012. ExxonMobil s'engage à investir initialement 3,2 milliards de dollars. De la même manière, il est prévu la mise en place à Saint-Petersbourg d'un centre de recherche commun sur les nouvelles technologies pour l'exploration et la production en Arctique. La différence avec l'accord qui avait été défini avec BP réside dans l'abandon de la disposition relative à l'acquisition de la part de Rosneft d'actions au sein de la compagnie pétrolière internationale. L'échange d'actifs contre actifs demeure néanmoins présent. Rosneft acquiert le droit de participer à l'exploration et au développement de gisements situés dans le golfe du Mexique. Il s'agit pour Rosneft d'accélérer son apprentissage des techniques hydrauliques de forage mis en œuvre par Exxon au sein de cette zone de production.

Sources : Aslund (2011), Hulbert (2011), Watson (2011) ; "Moscow Favors Exxon Model for Offshore Deals", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. LI, n° 16, 23 April 2012, p. 3.

L'accord entre ENI et Rosneft

Trois licences d'exploration-production sont concernées par la *joint venture* créée par Rosneft et ENI en avril 2012 : deux licences recouvrent des zones d'exploration dans la mer de Barents, tandis que la troisième porte sur une zone située dans la mer Noire. Les ressources estimées au sein de ces trois zones géographiques sont de l'ordre de 36 milliards de barils. Selon la logique de réciprocité, ENI offre à Rosneft l'accès à des projets d'exploration-production en Afrique du Nord.

Sources : Henderson (2012b) ; "Rosneft and Eni Join Forces to Explore Fields in the Barents and Black Seas", Rosneft, *Press Release*, 25 April 2012.

L'accord entre Statoil et Rosneft

Signé en mai 2012, l'accord entre Statoil et Rosneft crée une *joint venture* afin d'explorer quatre gisements localisés dans l'*offshore* russe : un dans le mer de Barents et trois dans la mer d'Okhotsk. Les réserves d'hydrocarbure cumulées de ces gisements sont estimées à 26 milliards de barils équivalent pétrole. De même qu'Exxon et ENI, Statoil détient 33,3 % de la *joint venture* et s'engage à « porter » Rosneft durant la phase initiale d'exploration. La réciprocité prévue par l'accord réside dans l'opportunité offerte à Rosneft de participer, en coopération avec Statoil, à l'exploration et au développement de certains gisements localisés en mer du Nord et dans la zone norvégienne de la mer de Barents. Du point de vue de Rosneft, la logique d'apprentissage de la capacité technologique pour le développement des gisements dans des zones frontières est ainsi fortement présente dans cet accord.

Sources : Henderson (2012b) ; "Rosneft and Statoil Agree on Joint Offshore Operations in the Barents Sea and Sea of Okhotsk", Rosneft, *Press Release*, 5 May 2012.

1.3. La privatisation partielle des compagnies publiques russes et la définition d'un cadre opérationnel commercial

Rosneft appartient à la catégorie des compagnies pétrolières publiques qui sont privatisées et qui opèrent au sein d'un cadre budgétaire commercial. Elle dispose d'une autonomie opérationnelle et financière. Le pouvoir de décision opérationnel pour ce qui est de la mise en place des projets commerciaux, c'est-à-dire des acquisitions de licences, des programmes d'investissements et des plans de production, se situe au niveau du *management board*²⁰. Ce dernier constitue le corps exécutif principal de Rosneft. En outre, le budget de la compagnie n'est pas intégré au sein du budget de l'Etat. Elle évolue au sein d'un cadre commercial, réalise des profits, paie des dividendes et s'acquitte des taxes auxquelles elle est soumise. Enfin, la charte n'intègre aucune disposition relative à la mise en place de missions nationales (Kruykov et Moe, 2008 : 7). Néanmoins, ces dernières années sont marquées par certains attermoissements des autorités qui témoignent des débats en cours pour atteindre l'équilibre adéquat entre le contrôle effectif de la compagnie et sa liberté entrepreneuriale.

Le premier débat est relatif à l'opportunité d'ouvrir de manière plus conséquente l'actionnariat de la compagnie à des investisseurs privés. La privatisation partielle de Rosneft a lieu en juillet 2006. Elle conduit l'Etat à diminuer sa part dans l'actionnariat de Rosneft à 75,16 %. Les actions sont introduites à la bourse de Londres et de Moscou. BP, la compagnie malaisienne Petronas et la compagnie chinoise CNPC sont les principaux acquéreurs²¹. À la fin de l'année 2010, le gouvernement annonce sa volonté d'élargir l'ouverture du capital²². Mais, jusqu'à ce jour, les débats se poursuivent. En mai 2012, Poutine a placé Rosneft sur la liste des « entreprises stratégiques ». Cela signifie, d'une part, que Rosneft ne pourra être totalement privatisée et, d'autre part, que la vente de ses actions nécessite l'approbation du président de la Fédération²³.

Le second point de discussion concerne la composition du *management board* et du *board of directors*. Sous la présidence de Medvedev, l'accent est mis sur la volonté de diminuer, au sein des conseils de direction et d'administration, le nombre des députés, des vice-ministres,

²⁰ Voir la Charte de Rosneft adoptée par l'assemblée annuelle des actionnaires en juin 2009. Consultée le 20/03/2010 sur la page : http://www.rosneft.com/docs/information-en/documents/Rosneft_Charter.pdf

²¹ "Half of Rosneft IPO Goes to four Buyers", *The Moscow Times*, 17 July 2006.

²² "Rosneft May Find Few Takers for Asset Swaps", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLIX, n°49, 5 Dec. 2010, pp. 3-4.

²³ "Cabinet Approves Latest Programme to Privatise State-Owned Enterprises; Exact Schedule and Scope Remain Unclear", *Bofit Weekly*, 15 June 2012.

des chefs d'agences fédérales et des membres de l'administration présidentielle (Kryukov et Moe, 2008 : 7). Cette déclaration d'intention se concrétise, en avril 2011, par une résolution gouvernementale, signée par le premier ministre V. Poutine²⁴. Il s'ensuit le départ d'I. Sechin de son poste de président du *board of directors* de Rosneft²⁵. Néanmoins, en mai 2012, I. Sechin devient président de Rosneft et directeur du *management board*, l'organe exécutif de la compagnie²⁶.

Si le cadre budgétaire commercial ainsi que la privatisation partielle de la compagnie témoignent, de la part des autorités, de leur volonté de rendre prédominante la fonction pétrolière de Rosneft par rapport à sa fonction administrative, cela ne doit pas masquer la nature duale de Rosneft. Tout en définissant un cadre de *corporate governance* permettant à Rosneft de développer une stratégie commerciale, l'Etat entend néanmoins jouer pleinement sur la possibilité d'assurer une coordination par autorité afin d'imposer ses préférences. Ce caractère dual apparaît clairement dans les propos, cités plus bas, de S. Bogdanchikov, qui était alors toujours président de Rosneft. En 2006, à l'occasion de la privatisation partielle, il déclare que Rosneft « sera géré dans l'intérêt de tous les actionnaires, et pas seulement celui de l'Etat russe » et que le profit sera « *maximisé pour payer les dividendes* »²⁷. En 2009, à la suite de la réunion de l'assemblée des actionnaires qui entérine une nouvelle charte de la compagnie renforçant le rôle décisionnel du *management board*, S. Bogdanchikov affirme que cela reflète le fait que « *nous ne pouvons pas simplement regarder ce qui est bon pour la compagnie (...). Dans certains cas, cela peut aller à l'encontre des intérêts de l'Etat, ce qui est une mauvaise chose* »²⁸. En outre, l'ancienne charte de la compagnie rappelait au moment de l'ouverture du capital que « *le gouvernement russe, dont l'intérêt peut ne pas coïncider avec ceux des autres actionnaires, contrôle Rosneft et peut engager cette dernière à développer des stratégies ne maximisant pas la valeur actionnariale* »²⁹.

²⁴ "Ministers Must Resign From State Company Boards", *The Moscow Times*, 1 April 2011 ; "Officials Out at State Firms, In at Agency", *The Moscow Times*, 8 April 2011.

²⁵ "Sechin Quits Rosneft Board", *The Moscow Times*, 1 April 2011 ; "Changing the Guard", *Argus FSU Energy*, 10 Aug. 2010.

²⁶ "Sechin Headed Back to Rosneft", *The Moscow Times*, 23 May 2012.

²⁷ "Le russe Rosneft retire \$10,4 milliards d'une introduction en bourse décevante", *Pétrostratégies*, n° 978, 24 juillet 2006, p. 1.

²⁸ "Rosneft Boosts Powers of Board of Directors", *The Moscow Times*, 22 June 2009.

²⁹ "Dancing with Mr Putin", *The Economist*, 22 Jan. 2011,.

1.4. Conclusions intermédiaires concernant les réformes de la structure de gouvernance de l'industrie pétrolière russe

Si la configuration de la structure de gouvernance pétrolière hybride qui se met en place en Russie à la suite de l'affaire Yukos n'est pas tout à fait stabilisée, il est possible, à la lumière de la grille de lecture rappelée au début de cette partie, de formuler quelques conclusions au sujet des réformes mises en œuvre. En premier lieu, cela permet de les définir par la négative, par ce qu'elles ne sont pas. En second lieu, il est possible d'identifier certaines innovations propres à la structure de gouvernance hybride russe.

La première caractéristique, propre à ces réformes, conduit à s'inscrire en faux contre l'idée d'un retour à l'esprit et aux pratiques soviétiques, à une organisation fondée sur un monopole de la compagnie publique où la coordination par autorité et planification serait prédominante. Il n'est pas difficile de percevoir qu'une telle approche est erronée. La privatisation partielle de la compagnie publique témoigne de la volonté d'orienter le comportement de cette dernière vers la recherche de la rentabilité opérationnelle, et non vers des comportements guidés par les objectifs quantitatifs de production définis par l'Etat. De plus, le cadre opérationnel commercial défini afin d'encadrer les opérations de Rosneft montre bien que cette dernière ne peut se substituer totalement à la coordination par les contrats. En particulier, le budget de Rosneft n'est pas intégré dans le budget de l'Etat. Ce droit au revenu résiduel accordé à la compagnie publique appelle alors la mise en œuvre d'un régime fiscal susceptible de permettre à l'Etat de capter la rente pétrolière.

La seconde caractérisation par la négative qu'il est d'ores et déjà possible d'avancer tient aux limites des approches en termes de « *nationalisme pétrolier* ». L'argumentation principale de ces travaux réside dans le fait que l'augmentation du rôle des compagnies pétrolières publiques constitue une réponse opportuniste de court terme des autorités à la tendance haussière des prix pétroliers. Cette vision de court terme transparaît essentiellement dans le fait que les modifications contractuelles engagées, les réaffectations discrétionnaires d'actifs et de licences, tendent à augmenter l'incertitude à laquelle sont confrontées les compagnies privées. On perçoit la difficulté d'expliquer dans ce cadre les raisons pour lesquelles le rôle croissant des compagnies pétrolières publiques va de pair avec l'annonce des investissements étrangers de grande ampleur susmentionnés. La série d'enchaînements observée en Russie va à contre courant de celle mise en avant par la littérature sur le « *nationalisme pétrolier* ». Avant les réformes, les investissements étrangers étaient

relativement modestes. Puis la réorganisation enclenche un mouvement d'ouverture plus conséquent de l'amont pétrolier russe.

La modalité d'ouverture aux investisseurs étrangers qui se dessine aujourd'hui en Russie constitue précisément l'innovation propre à la structure de gouvernance hybride russe. La compagnie publique est la seule détentrice des licences d'exploration-production, et se place ainsi en interface entre les autorités et les compagnies pétrolières internationales. Ensuite, l'accès se réalise selon le principe des « *actifs contre actifs* ».

SECTION 2. LES ROLES DE COMPLEMENT ET DE SUBSTITUT AUX CONTRATS JOUES PAR ROSNEFT

L'objet de cette seconde section est de saisir les liens de substituabilité et de complémentarité, entre Rosneft et la coordination par les contrats, qui se nouent au sein de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe. Ensuite, cette approche positive se double d'une perspective plus normative : tenter d'évaluer l'impact de cette recombinaison institutionnelle sur la capacité des autorités fédérales à assurer la hiérarchisation adéquate de la structure de gouvernance pétrolière hybride, à permettre l'effectivité de leurs droits de propriété sur les ressources en terre. Sur ce point, l'élément crucial est celui de répondre à la crise d'exploration qui marque l'industrie pétrolière russe. Enfin, selon une approche prospective, il s'agira d'évaluer les différentes options envisageables de la trajectoire de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe.

A l'heure actuelle, trois mécanismes semblent présider à la recombinaison institutionnelle. En premier lieu, Rosneft se positionne en substitut à la coordination par le contenu des licences. Ensuite, la redistribution de l'information permise par Rosneft offre aux autorités la possibilité de mettre en place une régulation plus fine par la fiscalité. Enfin, mais cela demande confirmation, la redistribution de l'information semble modifier l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements qui s'était créé de manière endogène lors de l'interaction entre les autorités et les compagnies privées à la fin des années 1990 et au début des années 2000. Ce faisant, Rosneft semble permettre d'apporter une réponse à l'arbitrage entre stabilité et flexibilité dans le contexte russe. Dans cette perspective, Rosneft joue un rôle de substitut aux tentatives de stabilisation des anticipations des compagnies par le biais de règles formelles dont l'objet est de lier les mains de l'Etat.

2.1. Rosneft comme substitut à l'instrumentalisation des licences pour orienter le comportement des compagnies

Les procédures d'attribution des licences ainsi que les règles, largement standardisées, qui sont intégrées au sein de ces dernières, offrent un éventail d'outils qui permettent aux Etats producteurs de contraindre et d'orienter, selon leur préférence, les actions des opérateurs. Il en va ainsi des clauses de *relinquishment*, des engagements pris par les opérateurs en termes d'effort d'exploration ou ceux relatifs à l'obligation de soumettre pour approbation les plans de développement des gisements dont la mise en production est jugée rentable.

Dans le cas russe, il a été souligné dans le chapitre précédent que les procédures d'attribution des licences, ainsi que les règles définies au sein de ces dernières, sont demeurées largement sans application réelle (*cf.* Chapitre 3). Plusieurs raisons ont été mises en avant. Tout d'abord, durant les premières années de la transition, les licences ont simplement été redistribuées aux compagnies pétrolières, sans que ne prennent place des procédures d'appels d'offres ou de ventes aux enchères. Ensuite, le contenu des licences ainsi transférées demeure très sommaire. En particulier, les plans de développement sont réduits à des objectifs quantitatifs de production, fixés à partir des informations et des techniques d'extractions obsolètes de la période soviétique. Enfin, les procédures d'attribution des nouvelles licences ont été effectuées selon une procédure de marchandage informel entre les compagnies privées et les autorités, principalement régionales. Ces dernières ont préféré les attributions de gré à gré et ce, en fonction de critères particuliers, comme la sauvegarde de l'emploi.

Depuis le milieu des années 2000, les réformes mises en œuvre témoignent de la mise entre parenthèses, de la part des autorités, des tentatives d'orienter le comportement des compagnies par le biais des licences. Deux éléments le montrent : d'abord l'attribution de l'ensemble des licences qui concernent les gisements situés en offshore à Rosneft ou Gazprom, en dehors de toute procédure d'appels d'offres ou de ventes aux enchères ; ensuite, l'abandon du principe des « *deux clés* » lors du processus d'attribution des licences. Les amendements apportés à la loi sur les sous-sols en 2004 visent à marginaliser le rôle des autorités régionales, à déplacer le processus d'attribution vers le centre (Leboeuf *et al.*,

2004b)³⁰. Ce mouvement semble avoir été soutenu par la volonté de mettre un terme aux relations informelles entre les compagnies et les autorités régionales qui ont présidé jusqu'alors à l'attribution des licences. Néanmoins, selon un schéma récurrent dans l'histoire longue de la Russie, la recentralisation, qui suit la décentralisation quelque peu anarchique des années 1990, se révèle parfois excessive (Lewin, 1998). Concernant le point qui intéresse notre analyse, notons simplement que les autorités régionales demeurent les acteurs qui détiennent les informations les plus détaillées quant aux conditions géologiques d'extraction. Dans cette perspective, la centralisation du processus de décision ne peut se traduire que par la mise au second plan des tentatives d'instrumentalisation des licences dans une optique de régulation de l'industrie (Moe et Kryukov, 2010 : 320).

Au regard de la non-application des règles inscrites au sein des licences, il semble qu'un rôle de substitut à cette coordination par les règles soit attribué à Rosneft. A cet égard, l'exemple récent du désaccord entre Chevron et Rosneft portant sur l'exploration et le développement de gisements localisés en mer Noire est éclairant (*cf. supra* Encadré 4.1). Le retrait de Chevron, à la suite des premiers travaux d'exploration, tient au fait que la compagnie internationale s'est montrée sceptique quant à la rentabilité estimée des investissements pour le développement de la zone concernée. Quant à la compagnie publique, elle s'est prononcée pour la poursuite des investissements dans l'exploration et le développement. Les autorités se trouvent, sans doute, dans l'incapacité d'évaluer la justesse des estimations de Chevron. Pour ce faire, elles recourent alors à Rosneft. Dans cet exemple, il est difficile de percevoir les vecteurs qui président à la substitution de cette régulation par les règles. D'un côté, il se peut que le taux de rentabilité des investissements estimé soit suffisant du point de vue de Rosneft. Dans cette perspective, le vecteur de substitution réside dans le fait que la transaction avec la compagnie publique permet la suppression de problèmes de coordination, comparativement à la transaction qui prend place avec des compagnies privées. De l'autre, il se peut que cet exemple illustre la coordination par autorité permise par Rosneft : les autorités ont imposé à la compagnie publique la poursuite des investissements, et ce, en dépit d'une rentabilité effectivement problématique.

Néanmoins, quel que soit le vecteur qui a fonctionné, cet exemple permet également de percevoir les difficultés qui vont rencontrer les autorités fédérales afin de trouver un équilibre adéquat entre le contrôle de Rosneft et sa liberté entrepreneuriale. En effet, cette

³⁰ L'amendement supprime toutes références à la responsabilité jointe entre les autorités fédérales et régionales. Ces dernières maintiennent simplement le droit à être représentées au sein des commissions responsables des ventes aux enchères ou appels d'offres (Fortescue, 2009 : 163).

tendance à définir un cadre donnant à Rosneft une autonomie opérationnelle et un cadre budgétaire commercial ne pourra se poursuivre avec succès qu'à la condition qu'une effectivité croissante de la régulation par les licences puisse s'exercer.

2.2. Rosneft comme complément à une coordination plus fine par la fiscalité

Depuis 2007, les réformes de la fiscalité qui sont mises en place par les autorités démontrent leur volonté d'utiliser d'avantage le régime fiscal pour jouer sur les incitations poussant les compagnies à investir. L. Skyner souligne ainsi que les ajustements récents de la taxation pétrolière « *montrent le développement d'une perspective de plus long terme concernant la production pétrolière domestique* » (Skyner, 2011 : 1). Et le lien de complémentarité entre cette nouvelle caractéristique du mode de régulation de l'industrie pétrolière et l'augmentation du rôle de Rosneft apparaît clairement. A l'heure actuelle, les autorités font jouer un rôle de *benchmarking* à la compagnie publique. C'est sur la base des informations fournies par cette dernière que s'opère l'instrumentalisation des dispositions fiscales. La confirmation de cette orientation dépend donc de la redistribution de l'information vers les autorités permise par Rosneft et, par conséquent, des réponses qui seront apportées par les autorités au problème du retournement de l'agent contre le principal.

2.2.1. La faisabilité d'une réforme du régime fiscal

Comme cela a été mis en évidence dans le chapitre précédent, l'une des manifestations principales du mauvais alignement entre la structure de gouvernance pétrolière libérale et l'environnement institutionnel russe a été la difficulté rencontrée par les autorités fédérales pour assurer l'efficacité des taxes progressives (cf. Chapitre 3). La raison essentielle de cet échec tient au fait que les compagnies ont pu développer des stratégies d'évasion fiscale rendues possibles grâce à leurs bénéfices informationnels. En réponse, les autorités ont progressivement augmenté le poids relatif des taxes régressives, en particulier la taxe sur l'extraction des ressources minérales (MET) et celle sur les exportations. Si ces taxes présentent l'avantage de réduire les possibilités offertes aux compagnies pour mettre en œuvre des stratégies d'évasion fiscale, en contrepartie elles constituent un frein aux investissements dans l'exploration et le développement de nouveaux gisements, en raison de la rentabilité incertaine de ces derniers. Cela tient au fait que ces taux demeurent indifférenciés vis-à-vis des coûts de production.

Les autorités sont conscientes des effets pervers de ces taxes dont doivent s'acquitter les compagnies et de l'opportunité, voire de la nécessité, de réformer en profondeur le régime

fiscal ; de passer d'un régime fiscal basé sur les revenus à un régime basé sur les profits. Mais, à l'évidence, la condition *sine qua non* d'une telle réforme est l'accès des autorités à l'information relative à la rentabilité des projets, en particulier au niveau des coûts effectifs. En effet, même si les travaux d'experts s'accordent, avec les compagnies pétrolières privées, pour mettre en lumière le réel problème constitué par la rentabilité problématique des investissements dans les nouveaux gisements, il convient de garder à l'esprit que l'ensemble de ces calculs dépendent des informations révélées par les compagnies privées. Lors des négociations engagées avec les autorités, ces dernières n'ont cessé de mettre en avant des prévisions alarmistes quant à l'évolution de la production, si des réformes du régime fiscal ne sont pas engagées³¹. Dès lors, du point de vue des autorités, la captation de l'information constitue la condition d'une réforme en profondeur du régime fiscal. En 2009, cette condition est rappelée par G. Vygin (2009), un économiste du ministère des ressources naturelles. Ainsi, lorsqu'il évoque la possible introduction d'une différenciation dans le taux de la MET, il souligne que « *les paramètres qui présideront à la définition d'une nouvelle formule de la taxe [la MET] seront définis lorsque les compagnies auront révélé la structure de leurs coûts et la rentabilité économique réelle des projets* » (Vygon, 2009 : 20-21).

2.2.2. Les ajustements récents du régime fiscal

A partir de 2007, les autorités recourent au mécanisme des exemptions fiscales pour inciter les compagnies à investir dans l'exploration et le développement de nouveaux gisements. Au départ, ce mécanisme d'incitation demeure quelque peu sommaire dans sa forme. Le critère d'éligibilité est celui de la localisation géographique des gisements, ce qui témoigne d'une différenciation minimale entre les gisements selon leurs coûts. Puis il est observé un affinement progressif des mécanismes d'incitation fiscale. Cela s'entend au sens où une différenciation plus fine entre les gisements est introduite. Dans un premier temps, cette différenciation s'observe dans les critères d'éligibilité qui président aux exemptions de la MET et de la taxe sur les exportations. Dans un second temps, elle se traduit par une modification de la forme des taxes dont doivent s'acquitter les compagnies. L'annonce réalisée en mai 2012 de l'introduction d'un mécanisme de *sliding scale* pour la MET en témoigne. Il s'agit de faire varier le taux de cette dernière selon les caractéristiques géologiques des gisements.

³¹ Il a déjà été souligné que V. Alekperov, président de Lukoil, avait déclaré que 2007 devait constituer le pic de la production pétrolière russe (cf. Chapitre III). Il a réitéré la même prévision pour l'année 2012, à moins qu'une réforme en profondeur de la fiscalité ne soit mise en œuvre par les autorités. Voir Alekperov (2012 : 19).

La première mesure d'exemption fiscale est mise en place en 2007, celle de la MET, dont peuvent bénéficier les compagnies pour leur production provenant de gisements nouvellement mis en production et localisés en Sibérie orientale (Henderson, 2011 : 19). Cette exemption court sur une période de dix ans, à partir du moment où débute l'extraction des réserves, ou jusqu'à ce que la production cumulée s'élève à un niveau de 25 millions de tonnes. La différenciation selon les coûts de production est ainsi absente des critères d'éligibilité. Néanmoins, ce mécanisme s'est révélé suffisamment incitatif pour que les compagnies engagent des investissements dans l'exploration et la mise en production de certains gisements de Sibérie orientale. Il s'agit de Vankor, localisé dans la partie septentrionale de la région de Krasnoyarsk, de Verkhnechonskoye situé dans la région d'Irkutsk et de Talakonskoye dans la région de Sakha (Henderson, 2011 : 19). Le premier gisement est exploité par Rosneft. Le deuxième par une filiale de BP-TNK dont Rosneft possède 25,9 % des actions. Quant au troisième, il est développé par Surgutneftegaz. En 2009, la plus grande partie de la hausse de la production observée provient de ces trois gisements, en particulier Vankor³².

L'application du mécanisme d'incitation par exemption fiscale se poursuit en 2009, selon deux modalités³³. La première est l'élargissement des zones géographiques au sein desquelles les compagnies peuvent bénéficier de l'exemption de la MET. Cette dernière est ainsi accordée aux compagnies développant des gisements localisés en offshore, pour une durée de 10 à 15 ans, ou jusqu'à ce que la production cumulée dépasse un seuil se situant entre 10 et 35 millions de tonnes par an, selon les caractéristiques des gisements³⁴. De fait, cette exemption bénéficie essentiellement à Gazprom et Rosneft en raison de leur monopole pour accéder aux gisements *offshore*. Néanmoins, elle est également accordée à des compagnies privées, dans la mesure où la zone est par la suite élargie aux gisements localisés dans le bassin de Timan-Pechora, pour une période de 7 ans, et dans la péninsule de Yamal, pour une durée de 15 ans, ou jusqu'à ce que la production cumulée dépasse un certain seuil. (Vygon, 2009 : 19). L'exemption fiscale est aussi renforcée par le fait que les compagnies

³² "Launch of Massive Oil and Gas Deposit Boosts Russian Oil Output in August", *Bofit Weekly*, n°37, 11 September 2009.

³³ "Firms Await Tax Breaks Details", *Argus FSU Energy*, 16 May 2008 ; "First Gathering of Cabinet's Presidium Group Focus on Taxation Policy and Social Issues", *Bofit Weekly*, n° 22, 30 May 2008.

³⁴ "Government Approves Oil Tax Breaks", *Argus FSU Energy*, 30 May 2008 ; "More tax breaks for offshore fields", *Argus FSU Energy*, 31 July 2009 ; "Oil Tax Cuts Passed in Key 2nd Reading", *The Moscow Times*, 03 July 2008.

peuvent être exonérées, de manière temporaire, de la taxe sur les exportations. Cette disposition s'applique tout d'abord aux gisements de Sibérie orientale. Puis, à partir du début de l'année 2010, les principales compagnies négocient pour que l'exemption de la taxe sur les exportations soit élargie à d'autres zones géographiques de production (*cf.* Tableau 4.3)³⁵.

Tableau 4.3 : Les zones géographiques pour lesquelles les compagnies souhaitent des exemptions fiscales

Compagnie	Zone géographique
Gazpromneft	District autonome de Yamal-Nenets
Lukoil	Offshore de la mer Caspienne
Rosneft	Sibérie occidentale et poursuite de l'exemption de la taxe sur les exportations au sein des gisements de Sibérie orientale
Surgutneftegaz	Gisements de Sibérie orientale
TNK-BP	District autonome de Yamal-Nenets et partie septentrionale de Krasnayark

Source : "Oil Firms Lobby for New Tax Breaks", *Argus FSU Energy*, 19 Feb. 2010

Le critère de localisation géographique qui détermine l'attribution des exemptions témoigne d'une différenciation relativement sommaire selon les caractéristiques des gisements. Il s'agit d'une nouvelle modalité de régulation fondée sur le volume de la production, avec les avantages et les inconvénients qui lui sont inhérents. D'un côté, les coûts de contrôle *ex post* qui incombent à l'Etat pour se protéger des comportements opportunistes des compagnies sont faibles puisqu'ils ne portent que sur les quantités produites. De l'autre, cette régulation ouvre de nouveau la voie à des marchandages entre les autorités et les compagnies. En outre, elle n'introduit pas une flexibilité suffisante qui permettrait de stabiliser les dispositifs d'exemption. En effet, la part captée par l'Etat ne varie pas en fonction de l'évolution de la rentabilité des gisements. Ce dernier est alors incité à modifier de manière régulière ces dispositifs. L'instabilité intrinsèque à cette modalité de régulation fondée sur les quantités s'est manifestée durant la période de volatilité importante des cours du pétrole, entre 2008 et 2009. A la suite de la baisse des prix, les exemptions sur les taxes à l'exportation ont été accordées, sans que la période de validité de ces dernières ne soit notifiée. En 2009, lorsque les cours internationaux du pétrole se sont de nouveau inscrits dans

³⁵ "More fields lined up for zero duty", *Argus FSU Energy*, 20 Nov. 2009 ; "Duty calls", *Argus FSU Energy*, 5 Feb. 2010.

une tendance haussière, le ministre des finances, A. Koudrine, met en avant le fait que les compagnies captent la plus grande part des bénéfices permis par cette hausse des prix. Il s'en est suivi une nouvelle période de négociations entre les acteurs sur les mécanismes d'exemptions.

C'est au regard de l'instabilité inhérente à ces mécanismes sommaires d'incitation fiscale qu'il faut comprendre la tentative des autorités d'introduire une différenciation plus fine entre les gisements. En juillet 2010, une restauration partielle de la taxe sur les exportations est mise en place pour les gisements de Sibérie orientale dont le brut transite par le pipeline ESPO en direction des marchés asiatiques (Henderson, 2011 : 20). En outre, conformément à la proposition du ministère de l'énergie S. Shmatko, le gouvernement procédera au cas par cas selon les caractéristiques des gisements³⁶. Plus précisément, il est prévu que cette restauration de la taxe soit totale dès lors que les opérateurs auront obtenu un taux de retour sur investissement de 15 %³⁷. Cette prise en compte de la rentabilité des gisements est importante dans la mesure où elle témoigne de la volonté des autorités d'introduire des dispositifs progressifs dans le régime fiscal russe, d'introduire une différenciation relative aux coûts de production des gisements.

L'introduction d'une plus grande flexibilité dans le régime fiscal des opérations de l'amont pétrolier se poursuit en avril-mai 2012. Plusieurs réformes sont annoncées³⁸. Elles doivent entrer en vigueur en octobre 2012. Les premières concernent les gisements localisés en *offshore*. Pour ces derniers, la taxe sur les exportations est supprimée. En outre, il est introduit le mécanisme de flexibilité du *sliding scale* pour la MET. Si la base fiscale de cette taxe demeure la valeur de la production, le taux de la MET variera entre 5 et 30 % selon la localisation et la complexité géologique des gisements. Pour les gisements qui ne sont pas localisés en *offshore*, il est également annoncé un mécanisme de *sliding scale* : les compagnies pourront bénéficier d'une réduction de 50 à 100 % du taux de la MET selon les caractéristiques géologiques des gisements.

³⁶ "Finance Ministry Gives Firms Yamal Hopes", *Argus FSU Energy*, 26 Feb. 2010.

³⁷ "Duty Deadlocks Ends", *Argus FSU Energy*, 18 June 2010 ; "Moscow Squeezes Energy To Plug Budget Deficit", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLIX, n° 32, 2 Aug. 2010, p. 3.

³⁸ "Moscow Favors Exxon Model for Offshore Deals", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. LI, n° 16, 16 April 2012, p. 3 ; "Putin's Return Brings Modest Progress on Tax", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. LI, n° 20, 21 May 2012, p. 2.

2.2.3. Le rôle de *benchmarking* de Rosneft

Le principal enseignement qui peut être retiré de l'examen des ajustements récents du régime fiscal russe réside dans le rôle fondamental joué par Rosneft dans l'ensemble du processus. En effet, l'évolution des mécanismes d'incitation à l'investissement ne peut être comprise sans avoir à l'esprit la redistribution de l'information permise, ou non, par la compagnie publique. Tout d'abord, les premières exemptions ont été accordées par les autorités à la suite d'une prise de position favorable de la compagnie publique. Alors que les compagnies privées plaidaient depuis longtemps pour de telles mesures, la compagnie publique a également insisté sur le fait que la rentabilité de la production des réserves de Vankor dépendait de la mise en place d'exemptions de la MET et de la taxe sur les exportations (Cambridge Energy Research Associates, 2007). Cette demande appuyée semble ainsi avoir été déterminante dans la décision des autorités d'accorder ces exemptions. D. Brower souligne que « *c'est le succès du lobbying de la part de Rosneft qui a permis les concessions sur la fiscalité* » (Brower, 2008 : 4). Le rôle de *benchmarking* que les autorités souhaitent faire jouer à Rosneft transparaît ainsi clairement.

Ensuite, les négociations relatives à la réintroduction de la taxe sur les exportations qui ont eu lieu en 2009-2010 révèlent également l'importance du rôle de *benchmarking*, ainsi que ses limites dans le contexte russe. Rosneft s'est jointe aux efforts des compagnies pétrolières privées pour soutenir le prolongement de cette exemption. Ainsi, S. Bogdanchikov avait déclaré en février 2010 que Rosneft arrêterait prématurément le développement de Vankor si les autorités revenaient sur les exemptions de la taxe sur les exportations³⁹, faisant ainsi écho aux déclarations alarmistes des dirigeants de BP-TNK, de Lukoil ou de Surgutneftegaz⁴⁰. Comme cela a été souligné, le compromis trouvé par les autorités est celui d'une réintroduction de la taxe sur les exportations dès lors que les compagnies obtiennent un taux

³⁹ La déclaration suivante de S. Bogdanchikov, datée de mars 2010, en témoigne : « *Si nous n'avons pas de taxes zéro sur les exportations, nous arrêterons de financer et gèleront le développement. La production sera alors de 13 millions de tonnes par an au lieu de 25 millions de tonnes par an. (...) Si le gouvernement n'a pas besoin de pétrole supplémentaire, il n'y en aura pas, mais s'il en a besoin, des exemptions fiscales sont nécessaires. Le pétrole ne coulera pas de lui-même* » ("Rosneft Threatens Vankor Freeze", *Argus FSU Energy*, 5 March 2010).

⁴⁰ G. Khan, le vice-président de BP-TNK a ainsi signalé que les travaux d'exploration au sein de zones géographiques pour lesquelles BP-TNK détient les licences d'exploration ne seront engagés que si la joint-venture rencontre un taux de rentabilité jugé suffisant pour le développement de Verkhneschonsk et que cette rentabilité était de fait fonction du prolongement de l'exemption de la taxe sur les exportations. Cette déclaration fait suite à l'estimation du ministère des finances selon laquelle Verkhneschonsk ne serait plus éligible à cette exemption dès 2012 selon le seuil établi de 15 % du taux de retour sur investissement. De même, V. Alekporov a réitéré, à la suite de l'annonce de ce dispositif, qu'un pic de production s'observerait dès 2010-2011 en raison de « *d'un manque total d'incitation* » dans le domaine de l'exploration. ("Dynamic Tension", *Argus FSU Energy*, 18 June 2010) et Watson (2008).

de retour sur investissement de 15 %. Cette proposition est soutenue par I. Sechin, alors chairman du *board of directors* de Rosneft. Or, lorsque la décision est prise en juillet 2010, c'est ce taux de 15 % qui est estimé par la compagnie publique pour le développement de Vankor Mais, à l'évidence, il demeure délicat pour les autorités d'appliquer ce critère de différenciation pour les gisements exploités par les compagnies privées. Les négociations, marquées par des attermolements importants de la part des autorités, perdurent. L'exemple de celles qui ont été menées avec Lukoil est éclairant⁴¹. Certaines exemptions ont été accordées en avril 2010. Il s'en est suivi la mise en développement du gisement de Korchagina. Néanmoins, les dirigeants de Lukoil ont insisté sur la nécessité d'élargir les exemptions aux autres gisements. Mais les hésitations des autorités pour accéder à cette demande témoignent de leur incapacité à évaluer la rentabilité réelle des gisements. Ainsi, l'importance du rôle de Rosneft transparaît « en creux » : lorsque la compagnie publique n'assure pas sa fonction de redistribution de l'information, les autorités manquent de données précises et demeurent dans le flou.

Enfin, les dernières réformes, annoncées en avril-mai 2012, témoignent une nouvelle fois de la position centrale de Rosneft. L'augmentation du poids relatif des outils fiscaux progressifs, dont témoignent la suppression de la taxe sur les exportations et le mécanisme du *sliding scale* de la MET, a été déterminante pour obtenir l'engagement des compagnies pétrolières internationales à investir dans les « zones frontières ». Or, sans l'assurance d'accéder, grâce à Rosneft, à l'information dont dépendra l'efficacité du mécanisme du *sliding scale*, l'Etat n'aurait sans doute pas pu mettre en place une telle réforme de manière qui semble crédible aux compagnies pétrolières internationales.

Dès lors, il apparaît clairement que la nécessité de s'appuyer sur l'information transmise par Rosneft explique l'indécision des autorités concernant la poursuite de la privatisation de la compagnie publique et le degré d'autonomie opérationnelle qu'il est possible de lui accorder. A court terme il convient, autant que faire se peut, d'éviter le retournement de la compagnie publique. En outre, cette contrainte explique également les modalités de l'accès aux réserves qui se dessinent pour les compagnies pétrolières privées: un accès en coopération avec Rosneft.

⁴¹ "Heavy Taxes Constrain Russia's Caspian Potential", *Petroleum Intelligence*, vol. XLIX, n° 17, 26 April 2010, p. 2.

2.3. Rosneft comme complément au maintien d'arrangements contractuels flexibles

Le troisième vecteur de recombinaison institutionnelle qui s'observe au sein de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe est que Rosneft permet aux autorités de trouver un équilibre adéquat, entre l'objectif de stabiliser les anticipations des compagnies afin d'inciter ces dernières à investir dans l'exploration, d'une part, et celui de maintenir une flexibilité suffisante du cadre fiscal et contractuel, de l'autre. Autrement dit, Rosneft est un complément au maintien de dispositions contractuelles flexibles ou Rosneft est un substitut aux clauses contractuelles qui ont pour objectif de lier les mains de l'Etat pour stabiliser les anticipations des compagnies. Ce rôle transparaît d'une manière indirecte dans la modification des comportements des compagnies, publiques, privées, domestiques et internationales, qu'on a pu observer dans le domaine de l'exploration de nouveaux gisements. C'est une évolution récente qui, évidemment, demande confirmation. Elle est néanmoins perceptible. A cet égard, le travail récent de J. Henderson (2011), qui porte sur les projets mis en œuvre par les compagnies au sein des deux « zones frontalières » que sont la Sibérie orientale et l'extrême-orient russe, présente un double intérêt. En premier lieu, ce travail va à l'encontre du scepticisme affiché par les analyses standard sur la capacité des réformes à répondre à la contrainte structurelle de l'industrie pétrolière russe, celle d'assurer la réorientation géographique de la production à moyen/long terme. Bien sûr, il demeure une incertitude pour savoir si la modification récente des comportements sera suffisante pour éviter à la Russie une baisse de la production à court/moyen terme. Néanmoins, dans sa conclusion, cet auteur soutient l'idée que les développements récents laissent présager que la crise d'offre qui pesait sur la Russie pourrait être évitée si la tendance observée depuis le milieu des années 2000 se confirme. En second lieu, le travail de J. Henderson met en lumière que les investissements dans l'exploration ne sont pas le seul fait de Rosneft. La compagnie publique constitue un catalyseur pour les investissements des compagnies privées. Il a déjà été évoqué les accords de partenariat entre Rosneft et certaines compagnies pétrolières internationales. Il en va de même des compagnies privées domestiques, telles que Lukoil et BP-TNK.

Les investissements dans les actifs spécifiques, c'est-à-dire dans des actifs qui rendent les compagnies fragiles vis-à-vis du comportement opportuniste *ex post* de l'Etat, révèlent une diminution de l'incertitude stratégique ressentie par les compagnies. Or, ces investissements ont lieu au moment où les autorités renoncent à stabiliser les anticipations des compagnies par le biais d'outils juridiques qui visaient à leur lier les mains, à les faire tomber de leur « piédestal souverain » (Wälde, 1994 : 24). A notre sens, cette contradiction apparente peut

s'expliquer par le fait que la présence de Rosneft, en tant qu'interface entre les compagnies privées et les autorités, modifie l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements, qui s'était créé de manière endogène lors de l'interaction stratégique à la fin des années 1990 et au début des années 2000.

2.3.1. L'abandon des tentatives de stabilisation des anticipations des compagnies par le biais des outils juridiques visant à lier les mains de l'Etat

Le comportement des compagnies en matière d'exploration se modifie au moment où les autorités russes relâchent, ou abandonnent, leur engagement vis-à-vis des dispositifs légaux dont l'objectif était d'offrir une protection procédurale aux compagnies, d'une part, et de « geler » *ex post* le pouvoir souverain de l'Etat, d'autre part. Trois éléments en témoignent.

Le premier élément tient à la marginalisation des APP sur laquelle l'analyse s'est arrêtée précédemment. Rappelons que, selon de nombreux juristes, la forme juridique des APP aurait mieux réussi que les licences à stabiliser les anticipations des compagnies (Moss-Cordero, 1998 et 2000). En premier lieu, les APP offrent une protection de type procédurale aux compagnies. Les principales dispositions intégrées dans l'accord, notamment celles relatives au partage des bénéfices, ne sont pas soumises à l'évolution de la législation. En outre, tandis que les licences constituent des permis susceptibles d'être retirés sur simple décision administrative, la loi sur les APP ouvre la possibilité aux compagnies de porter devant l'arbitrage international les différends éventuels avec l'Etat. En second lieu, les APP signés en Russie intégraient des « *clauses d'équilibre* » qui engageaient formellement l'Etat à renégocier les termes de l'accord dès lors qu'une modification *ex post* de la législation ou des dispositions contractuelles affectait le taux de retour sur investissement des compagnies privées.

Le deuxième élément qui indique l'abandon par les autorités de la stabilisation des anticipations des compagnies par la voie des outils contractuels, concerne le régime juridique d'investissements des licences. Deux points sont à considérer. En premier lieu, l'amendement apporté en 2008 à la loi sur le sous-sol ferme la porte, ouverte en 2005, à la possibilité pour les compagnies de porter les différends devant un tribunal d'arbitrage situé hors des frontières de la Fédération (Nappert, 2010 : 12 ; Cameron, 2010 : 318). En second lieu, il s'agit de l'abandon du projet de réforme sur grande ampleur de la loi sur les sous-sols (Adachi, 2009). En 2005, la réforme envisagée par le ministre des ressources naturelles proposait de substituer un régime juridique, basé sur les contrats de droit civil signés entre l'Etat et les compagnies, au système actuel des permis administratifs. L'objectif affiché était de permettre une

meilleure sécurisation des droits d'accès des compagnies en stipulant l'égalité juridique des deux partenaires et en favorisant le recours aux tribunaux de droit privé en cas de différends éventuels entre les deux parties prenantes (Tompson, 2005 ; Skyner, 2005 ; Fortescue, 2009). Le retrait définitif de ce projet de loi conforte l'idée selon laquelle la stabilisation des anticipations des compagnies n'est pas recherchée par des dispositions contractuelles dont l'objectif est d'offrir à ces dernières une protection procédurale⁴².

Enfin, le troisième élément révélateur de cette orientation est le refus de la part des autorités russes de ratifier le traité de la Charte sur l'énergie⁴³. Les raisons sont diverses. Afin de bien les comprendre, il serait sans doute nécessaire d'élargir la perspective à l'industrie gazière. Mais même en ne prenant en compte que l'industrie pétrolière, il est possible de percevoir en quoi certaines dispositions, relatives à la promotion et à la protection des investissements étrangers, et qui tentent « *d'apporter la rule of law* » (Wälde, 2008 : 57) aux pays signataires, entrent en contradiction avec la structure de gouvernance pétrolière hybride qui se met en place en Russie. Si cet angle d'attaque est privilégié, deux contradictions peuvent être repérées.

Pour identifier la première contradiction, il faut porter l'attention sur le standard du « *traitement juste et équitable* » contenu au sein de l'article 10(1) du traité sur la Charte. Ce dernier stipule que toutes les parties contractantes s'engagent à fournir une pleine protection aux investissements réalisés par les compagnies des autres pays signataires. Les Etats s'engagent à « *encourager et à créer des conditions stables, équitables, favorables et transparentes* »⁴⁴, afin de favoriser les investissements étrangers au sein de leur territoire. Ce

⁴² Ces attermoissements courent de 2006 à 2008. En août 2008, le ministre des ressources naturelles, Y. Trutnev, reconnaît que la nouvelle loi sur les ressources naturelles n'est plus à l'ordre du jour ("Trutnev Sees No Subsoil Law Before '08", *The Moscow Times*, 31 Aug. 2008).

⁴³ Le 20 août 2009, la Russie notifie de manière officielle son refus de ratifier le Traité sur la Charte de l'énergie. Selon l'article 45 (3) (a), cette notification signifie également l'arrêt de l'application provisoire du traité après une période de 60 jours. Notons néanmoins que le rendu du 30 novembre 2009, *Group Menatep Limited V. Russian Federation*, de la cour d'arbitrage saisie par un groupe d'actionnaire de Yukos afin de bénéficier des dispositions relatives à la protection des investissements, confirme que la Russie demeure contrainte légalement par le traité en vertu de l'article 45(1), qui régit les dispositions relatives à l'application provisoire du traité. Il stipule que l'effet contraignant de la Charte perdure durant 20 ans, après la notification formelle du refus de ratifier le traité. Dès lors, si les investissements étrangers réalisés après le 19 octobre 2009 ne sont pas susceptibles de mobiliser les dispositions contenues au sein du traité, il n'en demeure pas moins que ce rendu tend à confirmer que les investissements étrangers réalisés entre la date de la signature du traité par la Russie et le 19 octobre 2009 seront susceptibles de recourir à une procédure d'arbitrage pour résoudre un différend relatif à la protection des investissements et ce, jusqu'au 19 octobre 2029. Sur ce point, voir Nappert (2010 : 10) et Konoplianiuk (2009).

⁴⁴ Cité dans Cameron (2010 : 107).

standard du « *traitement juste et équitable* » s'applique à la phase postinvestissement. De ce fait, il est porteur d'obligations légalement contraignantes pour les Etats signataires. En effet, rappelons que le traité sur la Charte distingue la phase préinvestissement et la phase postinvestissement. Seules les obligations prévues pour cette seconde phase sont porteuse d'obligations susceptibles de faire l'objet d'un recours devant des cours d'arbitrage (Konoplianik et Wälde, 2006 : 533). Or, certaines décisions des cours, portant sur des différends relatifs au standard du traitement juste et équitable, tendent à montrer que la mise en œuvre d'un cadre de régulation stable et prévisible est un élément constitutif de ce standard (Cameron, 2010 : 169-170). Dès lors, ce dernier s'accorde mal avec la structure de gouvernance hybride mise en œuvre en Russie. En effet, l'analyse menée précédemment des ajustements fiscaux montre que les autorités russes continuent de naviguer à vue pour définir les conditions dans lesquelles vont se dérouler l'exploration et la production des « zones frontières ». Il leur est impossible de s'engager formellement sur la mise en place d'un cadre légal, notamment fiscal, stable et prévisible.

La seconde contradiction entre le régime d'investissement du Traité sur la Charte et la structure de gouvernance hybride russe concerne l'accès non discriminatoire aux ressources qui est porté par les clauses du traitement national et de la nation la plus favorisée. Elle se décline de trois manières principales. Tout d'abord, le problème, du point de vue des autorités, est celui de la faisabilité de mettre en place un cadre de régulation postinvestissement commun à l'ensemble des opérateurs intervenant en Russie. Comme le souligne T. Walde, la clause de la nation la plus favorisée et celle du traitement national peuvent « *saper* » les négociations entre les opérateurs et l'Etat⁴⁵. Une compagnie est-elle en droit de négocier et de demander à un Etat les mêmes conditions fiscales que celles attribuées précédemment à d'autres compagnies en dépit d'un changement de loi ou en dépit du fait que la rentabilité estimée du projet peut justifier des exemptions fiscales moindres ? On touche ici à la question de la compatibilité entre la non-discrimination *ex post* des opérateurs, d'un côté, et le mode de régulation par exemptions fiscales sur lequel les autorités s'appuient à l'heure actuelle, de l'autre.

Le deuxième aspect de la contradiction entre l'accès non discriminatoire aux ressources porté par le Traité sur la Charte de l'énergie et la structure de gouvernance hybride russe, concerne la phase de préinvestissement. C'est la question des conditions concurrentielles entre les différents opérateurs pour accéder aux ressources et, plus

⁴⁵ Cité dans Belyi (2009 : 119).

précisément, à la compatibilité entre les dispositions domestiques, consacrant une place privilégiée aux compagnies publiques, et celles du Traité sur la Charte de l'énergie. Sur ce point, de nombreuses incertitudes demeurent. Comme il a été souligné, les dispositions relatives à la phase de préinvestissement ne sont pas légalement contraignantes. En outre, la souveraineté permanente sur les ressources en terre des Etats est rappelée dans l'article 18(1). Il y est stipulé que les Etats signataires ont le droit de participer aux travaux d'exploration et de production par le biais d'une participation directe ou par celui d'une compagnie publique. Néanmoins, deux dispositions tendent à orienter les négociations vers une extension du principe de non-discrimination à la phase de préinvestissement. Tout d'abord, il s'agit de la clause du « *meilleur effort* » par laquelle les Etats envisagent, sur la base de la bonne volonté, d'étendre à la phase de préinvestissement l'application des clauses du traitement national et de la nation la plus favorisée. De même, il est stipulé, dans l'article 10(4), que les Etats signataires s'engagent à travailler à l'extension des dispositions du traitement national à la phase de préinvestissement sur une base légalement contraignante (Cameron, 2010 : 157-158). Le régime d'investissement promu par le traité sur la Charte tend vers une procédure d'attribution non discriminatoire des licences. Ainsi, si la propriété publique sur les ressources et sur les actifs n'est pas remise en cause, les dispositions du traité sur la Charte nécessitent, en revanche, « *que la compagnie d'Etat qui opère au sein de l'industrie ne bénéficie par d'un traitement préférentiel et opère sur une " base commerciale " et au sein du " même terrain de jeu " que les concurrents étrangers* » (Konoplianick et Wälde, 2006 : 539).

Enfin, la dernière contradiction entre le principe de non-discrimination et la structure de gouvernance hybride russe tient au bilatéralisme qui sous-tend nécessairement la stratégie d'actifs contre actifs qui préside, à l'heure actuelle, à l'accès aux ressources russes et à la stratégie d'internationalisation des compagnies pétrolières publiques⁴⁶. Les partenariats récents, que ce soit dans le domaine gazier ou pétrolier, qui reposent sur ce principe d'actifs contre actifs, se fondent sur des relations bilatérales entre les compagnies. Les conditions d'accès accordées aux compagnies internationales dépendent des actifs auxquels les compagnies russes sont susceptibles d'accéder. Cette stratégie de négociation va à l'encontre

⁴⁶ Notons avec A. Konoplianik que l'approche de la réciprocité russe diffère de celle de l'Union Européenne qui transparaît dans le Traité sur la Charte. Pour l'Europe, la réciprocité signifie la mise en place d'un cadre légal d'investissement commun, la création d'un espace légal commun avec la Russie, par le biais de « l'expansion » extraterritoriale des acquis communautaires. Du point de vue russe, la réciprocité signifie l'échange d'actifs d'une valeur ou d'une utilité similaires. Dans cette perspective, les règles et la structure organisationnelle des industries gazières et pétrolières peuvent, et doivent, demeurer différentes (Konoplianik, 2010 : 55).

des clauses relatives au traitement national et de la clause de la nation la plus favorisée dont la finalité est de créer le « *même terrain de jeu* » (Belyi, 2009) pour les compagnies.

2.3.2. Vers une évolution de l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements ?

Insistons encore une fois sur le fait que la modification des comportements des compagnies en termes d'exploration, d'investissements dans les actifs spécifiques, demande confirmation. Néanmoins, elle est perceptible, tant pour les compagnies privées domestiques que pour les compagnies pétrolières internationales, ce dont témoignent les accords de partenariat récents avec Rosneft. Et les décisions d'investir dans les actifs spécifiques se prennent au moment même où les autorités prennent leur distance vis-à-vis des règles dont l'objectif est d'assurer leur engagement crédible, de diminuer l'incertitude stratégique à laquelle sont confrontées les compagnies. Du point de vue des autorités, ce mouvement s'explique par le besoin de maintenir une flexibilité importante des dispositions contractuelles, notamment fiscales, en réponse à l'incertitude innocente qui accompagne le développement des « zones frontières ». Mais, en creux, ce paradoxe témoigne également du fait que Rosneft semble permettre l'émergence endogène d'un nouvel équilibre auto-exécutoire entre les règles, les croyances et les comportements lors de l'interaction des autorités et des compagnies.

Le vecteur principal qui peut être identifié réside dans la redistribution de l'information permise par Rosneft en faveur des autorités. Cela augmente leur capacité de contrôle *ex post* des opérations et, par voie de conséquence, renforce la crédibilité de la régulation, basée sur le taux de rentabilité des projets, qui commence à se dessiner dans l'amont pétrolier russe. Dès lors, les comportements des compagnies sont guidés par la croyance que cette nouvelle capacité de contrôle et de régulation de la part de l'Etat relâche la nécessité, pour ce dernier, de recourir à une régulation par l'arbitraire et par la menace. En effet, comme cela a été souligné dans le chapitre précédent (*cf.* Chapitre 3), la forme recombinée de ce mode de coordination soviétique prenait sa source dans l'incapacité des autorités à fonder une régulation sur le taux de profit, à distinguer ce qui tenait de l'incertitude stratégique, c'est-à-dire du comportement opportuniste *ex post* des compagnies, de ce qui relevait de l'incertitude innocente. Et si elles sont désormais en mesure de percevoir ces réalités, leur engagement à ne pas revenir *ex post* sur le cadre contractuel et fiscal d'une manière qui mettrait en péril la rentabilité des projets peut sembler crédible du point de vue des compagnies.

Si cette idée d'émergence d'un nouvel équilibre auto-exécutoire marqué par un engagement crédible de l'Etat est acceptée, il convient de s'interroger sur les contraintes susceptibles de se manifester pour que ce mouvement se consolide. A cet égard, une nouvelle fois, le risque le plus pressant est celui du retournement de l'agent contre le principal. La modification, qui est en cours, de l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements, dépend fondamentalement de la redistribution de l'information permise par Rosneft. Dans cette perspective, une stratégie de rétention de l'information de la part de la compagnie publique, un alignement de cette dernière avec les intérêts et les opérations des compagnies privées, pourrait de nouveau contraindre les autorités à revenir *ex post* sur leurs engagements.

Comme cela a déjà été mis en évidence dans l'analyse, la nécessité dans laquelle se trouvent les autorités de s'appuyer sur l'information transmise par Rosneft explique leur indécision pour trancher les dilemmes qui se posent lors de la mise en œuvre d'une structure de gouvernance pétrolière hybride. Tout d'abord, cette incertitude transparaît dans l'indétermination des autorités à poursuivre le mouvement de privatisation du capital de Rosneft, d'une part, et à fixer le degré d'autonomie opérationnelle susceptible d'être accordé à cette dernière, d'autre part. Les tâtonnements de l'Etat sur la question centrale du degré de concurrence adéquat à mettre en place manifestent également une certaine indécision. A cet égard, l'exemple récent de la remise en cause de la licence des gisements de Trebs et Titov est éclairant. Ces derniers ont été placés sur la liste des gisements stratégiques⁴⁷. En 2010, la licence d'exploration-production a été accordée à la compagnie régionale Bashneft. Cela confirmait la volonté des autorités de maintenir un certain degré de concurrence. Par la suite, Bashneft a transféré la licence à une *joint venture* créée en partenariat avec Lukoil. Mais, en avril-mai 2012, cette *joint venture* est menacée d'une révocation de la licence⁴⁸. La raison invoquée par Rosnedra est celle de l'illégalité de ce transfert de licence à la *joint venture*. Il est un peu tôt pour comprendre les tenants et les aboutissants de cette menace de révocation. Néanmoins, en raison de la place centrale du rôle de *benchmarking* de Rosneft, on peut penser que l'Etat souhaite voir Rosneft développer ces gisements stratégiques en coopération avec

⁴⁷ Ces gisements sont situés dans le bassin de Timan-Pechora, au sein du district autonome des Nenets. Les réserves récupérables d'hydrocarbures, majoritairement du pétrole, sont estimées à 78,9 millions de tonnes et à 63,4 millions de tonnes respectivement. ("Bidders Line up For Trebs and Titov", *Argus FSU Energy*, 16 July 2010).

⁴⁸ "Trebs, Titov Row Shed Light on Russian Oil Policy", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. LI, n° 3, 2 April 2012, p. 2.

Bashneft,⁴⁹ La manière dont cette nouvelle affaire se dénouera donnera certaines indications sur la politique de concurrence que les autorités privilégient.

Leurs atermoiements sont compréhensibles au regard des dilemmes qui sont posés à un Etat producteur mettant en place une structure de gouvernance pétrolière hybride. En effet, si nous adoptons une approche prospective, trois trajectoires de cette structure peuvent être envisagées. La première serait marquée par l'accroissement de la capacité des autorités à surmonter les problèmes de coordination par le biais des contrats et ce, jusqu'au moment où l'information transmise par Rosneft ne sera plus une nécessité. L'introduction d'une plus grande concurrence pourrait alors être envisagée, et un degré de liberté supplémentaire pourrait également être accordé à la compagnie publique. Cette évolution s'apparenterait à celle de la structure de gouvernance pétrolière hybride norvégienne⁵⁰. La seconde trajectoire serait caractérisée par la mise en œuvre d'une stratégie de rétention de l'information par Rosneft. Cette dernière alignerait de manière prématurée ses intérêts et ses opérations avec ceux des compagnies privées. Ce serait alors une trajectoire proche de celle à laquelle on assiste au Venezuela depuis la fin des années 1980. Dans un premier temps, aurait lieu un « *renversement de la gouvernance* » (Noreng, 2010 : 82) en faveur de la compagnie publique, ce qui empêcherait le développement de la capacité de régulation des autorités. Dans un second temps, se produirait un nouveau retour sur les accords qui viennent d'être signés avec les compagnies pétrolières internationales.

La mise en regard de ces deux premières évolutions envisageables peut justifier le gradualisme actuel des autorités. Néanmoins, on perçoit facilement que cette stratégie gradualiste puisse faire évoluer la structure de gouvernance hybride russe vers un autre avenir

⁴⁹ "Will Lukoil's Loss Become Rosneft's Gain ?", *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. LI, n° 21, 28 May 2012, p. 3.

⁵⁰ Rappelons le processus gradualiste qui a présidé à la mise en œuvre du « modèle norvégien ». A la suite des premières découvertes de pétrole dans la zone norvégienne de la mer du Nord à la fin des années 1960, la compagnie d'Etat Statoil est créée en 1972. L'année suivante, la participation de Statoil est légalement fixée à un minimum de 50% dans l'ensemble des partenariats. En outre, les intérêts de Statoil peuvent être augmentés de manière discrétionnaire jusqu'à 85% en fonction de la productivité des gisements. Du point de vue des autorités norvégiennes, la position dominante de Statoil est perçue comme nécessaire afin d'atteindre l'objectif, annoncé dès 1974 dans le rapport au Storting n°25, de définir « *un taux d'extraction de la ressource modéré* » [Cité dans Mommer *et al.* (1986 : 139). Afin d'éviter le « *renversement de la gouvernance* », l'innovation norvégienne réside dans le *state direct financial interest* [SDFI] introduit en 1985. Il s'est agit de diviser les intérêts directs de l'Etat dans les licences avec ceux de Statoil. Le but était de réduire la croissance financière de cette dernière. En effet, par ce mécanisme, une partie des revenus liés à la participation de l'Etat ne transite plus par les comptes de la compagnie publique. Ensuite, ce n'est qu'à partir du moment où les autorités norvégiennes ont acquis une information suffisante, notamment à travers le NPD [Norwegian Petroleum Directorate], qu'elles ont augmenté le degré de concurrence pour l'accès aux ressources. Enfin, il convient d'attendre 2001 pour que Statoil soit partiellement privatisée. Voir Noreng (1980), Anderson (1993) et Al-Kasim (2006).

possible : celui du renforcement du rôle de substitut au contrat joué par Rosneft et le renoncement, de la part des autorités, à poursuivre le mouvement d'apprentissage d'une régulation par les contrats et par la fiscalité. Ce faisant, selon nous, cette trajectoire éventuelle serait marquée par l'émergence, ou le renforcement de certains symptômes institutionnels évoqués par la littérature sur la *resource curse*, la corruption notamment.

CONCLUSION

L'objet de ce dernier chapitre était d'appréhender la recombinaison institutionnelle qui suit la mise en place de la structure de gouvernance pétrolière hybride en Russie. Dans un premier temps, l'analyse s'est attachée à préciser la configuration de cette structure de gouvernance. Même si de nombreuses incertitudes perdurent, les résultats suivants ont pu être avancés. Tout d'abord, ces réformes ne positionnent pas Rosneft dans un rôle de substitut total à la coordination par les contrats. La privatisation partielle de Rosneft et le cadre budgétaire commercial au sein duquel la compagnie publique évolue en témoignent. Ensuite, ces réformes ne peuvent être comprises en appliquant la grille de lecture du « *nationalisme pétrolier* ». Au contraire, le rôle accru de Rosneft va de pair avec une ouverture plus conséquente de l'amont pétrolier aux compagnies pétrolières internationales. Enfin, certaines innovations propres à la structure de gouvernance pétrolière hybride russe ont pu être identifiées. Sur ce point, il s'agit essentiellement du principe « *actifs contre actifs* » qui sous-tend la modalité de coopération entre les compagnies pétrolières publiques russes et les compagnies pétrolières internationales.

La configuration de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe ayant été décrite, il a été possible de mener l'analyse des liens d'interactions qui se sont noués entre Rosneft et la régulation par les contrats. Trois vecteurs ont été identifiés. Tout d'abord, Rosneft joue un rôle de substitut à la coordination par les licences. Ensuite, il est attribué à Rosneft un rôle de *benchmarking* qui a permis aux autorités d'affiner progressivement les dispositions fiscales et de jouer sur les incitations à investir. Enfin, il semble que la redistribution de l'information permise par Rosneft ait enclenché une modification endogène de l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements. Les projets des compagnies pour la mise en œuvre des investissements dans les actifs spécifiques témoignent du fait qu'elles ancrent leurs comportements sur des croyances ayant trait à l'engagement crédible de l'Etat. Ces éléments de recombinaison institutionnelle posés, nous sommes en mesure d'apporter de nouveaux éléments de compréhension à l'affaire Yukos et aux évolutions qui s'en sont suivies : le rôle accru de la compagnie publique constituait un préalable nécessaire au renforcement des fonctions assumées par les contrats. Cette position dominante contribue à ouvrir plus largement l'amont pétrolier aux compagnies pétrolières internationales et permet la mise en œuvre des investissements dans l'exploration.

Conclusion générale

Le problème qui a motivé notre travail de recherche est celui des résultats « *inattendus* », des « *surprises* » (Roland, 2000 : xx et 2), que présentent la réorganisation-privatisation des actifs pétroliers russes mise en œuvre au début du processus de transition. Contrairement aux attentes des réformateurs, la privatisation n'a pas façonné les incitations des nouveaux détenteurs des droits vers des comportements guidés par l'objectif de maximisation de la valeur de leurs actifs dans un horizon temporel de long terme. A la suite de leur prise de contrôle, les oligarques, au milieu des années 1990, mettent en œuvre des stratégies caractérisées par l'écémage des réserves et l'absence d'exploration de nouveaux gisements au sein des zones frontalières de la Russie (Dienes, 2004). Il en résulte la conséquence singulière et quelque peu paradoxale de « *l'abondance des ressources et de la rareté des réserves* » (Moe et Kryukov, 2006). L'industrie pétrolière russe est aujourd'hui confrontée à une crise d'exploration qui laisse planer une incertitude forte sur le profil futur de la production en Russie (Gorst, 2010 ; Kononczuk, 2012). De fait, les réformes engagées au début des années 1990 n'ont pas permis d'assurer les conditions d'un renouvellement adéquat des réserves. Aussi, près de vingt années après le début du processus de transition, le cadre organisationnel et institutionnel de l'industrie pétrolière russe n'est pas stabilisé, comme en témoigne le nouveau mouvement de réorganisation qui est observé à partir du milieu des années 2000. Ce dernier prend la forme de l'accroissement du rôle des compagnies pétrolières publiques dans les opérations de l'amont pétrolier. L'affaire Yukos et celle de Sakhaline 2 enclenchent un processus de redistribution des actifs et de licences, largement soutenu par les interventions plus ou moins discrétionnaires de la part des autorités fédérales, en faveur des compagnies pétrolières publiques. C'est ainsi que Rosneft se positionne aujourd'hui comme la compagnie pétrolière la plus importante du pays, en termes de niveau de brut produit.

Au lendemain de l'affaire Yukos, les analyses avancées en termes de « *nationalisme pétrolier* » (Stevens, 2008a ; Bremmer et Johnston, 2009 ; Domjan et Stone, 2010) ou de retour à la « *mentalité de la planification soviétique* » (Milov *et al.*, 2006 : 312) présentent un caractère réducteur. Ces approches, que nous avons qualifiées « d'analyses standards », parviennent mal à caractériser et à interpréter l'accroissement du rôle des compagnies pétrolières publiques. Trois éléments principaux l'attestent. Tout d'abord, nombre de ces approches ont développé leur explication en termes de renationalisation des actifs pétroliers et de fermeture de l'amont pétrolier aux compagnies privées. Or, l'affaire Yukos est suivie d'une ouverture accrue de l'amont pétrolier russe aux compagnies pétrolières internationales : les

différents accords de partenariat, entre ces dernières et Rosneft, signés en 2011-2012 pour l'exploration-production dans les zones frontières de la Russie, en sont les signes les plus révélateurs (Henderson, 2012b).

Ensuite, les « analyses standards » s'appuient sur l'idée que la renationalisation s'accompagne d'un « retour » à un mode de coordination par planification en lieu et place de la coordination par les contrats. Pourtant, l'évolution observée dans ce domaine s'inscrit en faux contre cette prise de position. En effet, l'augmentation du poids relatif des compagnies pétrolières publiques semble aller de pair avec une instrumentalisation plus effective des dispositions fiscales pour orienter les incitations des compagnies. Pour la première fois depuis le début du processus de transition, une régulation fondée sur la rentabilité des projets semble être mise en place en Russie. Ainsi, loin de signaler un « retour » à l'esprit soviétique, la réorganisation s'accompagne d'une effectivité croissante de certaines institutions de coordination propre à une économie de marché.

Enfin, dans une perspective plus normative, les « analyses standards » partagent un scepticisme quant aux effets positifs de la réorganisation sur les stratégies des compagnies, en termes de gestion des ressources, d'une part, et concernant la capacité de la Russie à répondre à la crise d'exploration de l'industrie pétrolière, d'autre part. En effet, les réaffectations discrétionnaires d'actifs et de licences et/ou les modifications unilatérales des termes des contrats avec les compagnies constituent autant d'atteintes portées au climat d'investissement, et dont l'effet réduit les incitations des compagnies à explorer de nouveaux gisements (Bradshaw, 2009 ; Stevens, 2008a). Dans cette perspective, les « analyses standards » concluent au caractère incohérent de la politique pétrolière des autorités (Åslund, 2006 ; Sagers, 2006b), qui alors ne peut être appréhendée que sous l'angle des intérêts de court terme de la part des dirigeants politiques (Hanson, 2009a). Or, même si cela demande confirmation, l'affaire Yukos est au contraire suivie d'un changement des comportements de la part des compagnies pétrolières (privées et publiques ; domestiques ou étrangères) en termes d'exploration (Henderson, 2011).

Etant données ces trois insuffisances des « analyses standards » pour rendre compte de la trajectoire du cadre organisationnel et institutionnel de l'industrie pétrolière russe, la problématique suivante a structuré notre travail : comment est-il possible de caractériser et d'interpréter l'accroissement du rôle des compagnies pétrolières publiques dans l'amont pétrolier russe ? Afin d'y répondre, les concepts et la méthodologie de la NEI ont été mobilisés (Ménard, 2003). Dans un premier temps, la branche de l'économie des coûts de

transaction (Williamson, 2005a) nous a permis de construire une grille de lecture des différentes structures de gouvernance pétrolière. Ces dernières renvoient à un ensemble hiérarchisé et articulé de règles qui encadrent la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier entre le détenteur des droits de propriété sur les ressources en terre, d'un côté, et les détenteurs des droits sur les actifs, de l'autre. L'intérêt heuristique principal de la construction d'une telle grille de lecture est qu'elle offre des points fixes de référence grâce auxquels il a été possible de caractériser les changements observés dans l'industrie pétrolière russe depuis le début des années 1990. Dans un second temps, l'analyse de la manière dont le mode d'organisation de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier a interagi, dans une perspective dynamique, avec l'environnement institutionnel russe a permis d'avancer des éléments d'interprétation sur la trajectoire institutionnelle et organisationnelle de l'industrie pétrolière russe.

Cela nous a conduit à soutenir la thèse selon laquelle le renforcement du rôle des compagnies pétrolières publiques peut être caractérisé comme le passage d'*une structure de gouvernance pétrolière libérale vers une structure de gouvernance pétrolière hybride*. Cette évolution doit être interprétée comme la seule réforme faisable, du point de vue des autorités fédérales, pour assurer l'effectivité de leurs droits de propriété publics sur les ressources et, en particulier, pour répondre à la crise d'exploration à laquelle est confrontée l'industrie pétrolière russe.

Au cours du déroulement de l'argumentation, il a été possible de parvenir à trois résultats principaux. Le premier est celui de l'incohérence entre l'environnement institutionnel prévalant en Russie au début du processus de transition et la structure de gouvernance pétrolière libérale qui est mise en œuvre. Une structure de gouvernance libérale articule des droits de propriétés sur les ressources en terre, positionnés en tant qu'institution hiérarchiquement première, et des droits de propriété privés sur les actifs. Afin d'assurer une hiérarchisation adéquate des institutions, un Etat, qui ouvre son amont pétrolier à des compagnies privées, doit assurer une coordination par les contrats (fiscalité pétrolière, licences et/ou accords de partage de production) pour surmonter les problèmes de coordination inhérents à la transaction. Il s'agit pour l'Etat d'imposer ses préférences en termes de taux d'exploration, de rythme de déplétion des réserves et de captation de la rente pétrolière. Or, notre analyse a montré qu'en Russie, les autorités fédérales se sont révélées incapables d'assurer l'effectivité de cette régulation par les contrats. Deux problèmes en résultent pour l'Etat : l'absence d'investissement dans l'exploration de la part des compagnies

privées et la difficulté rencontrée pour capter la rente pétrolière. Dans cette perspective, l'affaire Yukos doit être comprise comme le point d'aboutissement de la trajectoire de la structure de gouvernance pétrolière libérale dans le contexte russe, marquée par l'impéritie des autorités à imposer leurs préférences par le biais d'une régulation par les contrats.

Le deuxième résultat de notre analyse est d'avoir démêler les liens complexes d'interaction qui ont présidé à la recombinaison institutionnelle (Boyer, 2003 : 184) qui suit la mise en œuvre de la *structure de gouvernance pétrolière hybride* en Russie. En effet, à partir du milieu des années 2000, le rôle accru des compagnies publiques a impulsé un mouvement, pour partie intentionnel et pour partie spontané, de reconfiguration des liens d'interaction entre les institutions de coordination au sein de l'industrie pétrolière russe. D'un point de vue générique, une structure de gouvernance hybride articule les droits de propriété publics sur les ressources avec des droits de propriété mixtes sur les actifs : une ou des compagnies publiques opèrent en coopération/concurrence avec des compagnies privées. Dans une approche comparative avec une structure de gouvernance libérale, il est possible de mettre en évidence que la compagnie pétrolière publique peut assurer trois rôles différents : le rôle de substitut à la coordination par les contrats, celui de complément à cette coordination par les contrats et, enfin, celui de créer des problèmes de coordination *sui generis*. Le poids relatif de ces différents rôles dépend de la place de la compagnie publique au sein de la structure de gouvernance hybride.

En Russie, Rosneft assure indéniablement un rôle de substitut à la coordination par les licences. Mais, la compagnie publique assure surtout une fonction de complément à la coordination par la fiscalité. Le rôle de *benchmarking* de Rosneft assure une redistribution de l'information en faveur des autorités. Ces dernières sont désormais en mesure d'introduire certains éléments de flexibilité, de différenciation dans le régime fiscal qui s'applique aux opérations de l'amont pétrolier, sans pour autant être trop vulnérables vis-à-vis des stratégies d'évasion fiscale de la part des compagnies privées. Pour la première fois depuis le processus de transition, une régulation effective fondée sur le taux de rentabilité des projets se dessine en Russie.

A notre sens, la redistribution de l'information et l'effectivité croissante de la régulation par la fiscalité semblent également modifier l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements qui s'était créé de manière endogène lors de l'interaction entre les autorités et les compagnies privées au sein de la structure de gouvernance libérale. Dans le sillage d'A. Greif (2004 ; 2005) et de M. Aoki (2006), nous insistons sur l'importance

des croyances partagées pour appréhender le rôle des institutions et les mécanismes qui président à leur évolution. Ces auteurs soulignent que le changement institutionnel et de comportement des acteurs passent essentiellement par une modification des croyances partagées relatives à la manière dont le jeu se déroule (Kingston et Caballero, 2009 : 170-171). En effet, la redistribution de l'information accroît la crédibilité de contrôle des opérations de la part des autorités fédérales. Cette nouvelle crédibilité de contrôle modifie les croyances des compagnies privées, domestiques et internationales, relatives aux incitations des autorités à intervenir *ex post* de manière arbitraire. En retour, cette réduction de l'incertitude stratégique explique la modification des comportements des compagnies privées sur la question centrale des investissements dans l'exploration des zones frontières, actifs spécifiques s'il en est.

La lumière faite sur le mouvement de recombinaison institutionnelle au sein de la structure de gouvernance hybride nous permet ainsi d'apporter des éléments d'explication concernant les contradictions apparentes entre les « analyses standards » et les évolutions postérieures à l'affaire Yukos : l'importance plus grande du rôle de Rosneft constituait un préalable à une meilleure effectivité des contrats et, par voie de conséquence, à la poursuite de la délégation des opérations à des compagnies privées et à la mise en œuvre par ces dernières d'investissements dans l'exploration.

Enfin, le dernier résultat auquel cette recherche est parvenue s'inscrit dans une perspective plus normative. La configuration de la structure de gouvernance hybride russe n'est pas tout à fait stabilisée, ce dont témoignent les atermoiements des autorités en ce qui concerne le degré de concurrence à mettre en place pour accéder aux ressources et celui de l'autonomie opérationnelle susceptible d'être accordée à Rosneft. Notre travail relatif aux arbitrages qui se posent à un Etat qui met en place une structure de gouvernance pétrolière hybride permet d'avancer des éléments d'aide à la décision pour que le mouvement de recombinaison institutionnelle à l'œuvre se consolide. Sur ce point, une approche gradualiste de la part des autorités nous semble devoir être de mise. En effet, à court terme, le risque principal est de voir, de manière prématurée, la compagnie publique « *aligner ses intérêts et ses opérations* » (Noreng, 1996 : 198) avec ceux des compagnies privées. Or, la poursuite de la recombinaison institutionnelle dépend fondamentalement de la redistribution de l'information permise par Rosneft. Une stratégie de rétention de l'information par cette dernière serait susceptible de bloquer le processus.

L'exercice de prévision à plus long terme de l'évolution du cadre institutionnel et organisationnel d'encadrement de l'industrie pétrolière russe est bien sûr délicat. Pour beaucoup, elle va dépendre de l'interaction qui va s'installer entre la structure de gouvernance pétrolière hybride et l'environnement institutionnel de ce pays. On touche ici à la première limite de ce travail : si l'accent a été mis sur l'importance de prendre en considération l'environnement institutionnel russe pour comprendre la rupture observée au milieu des années 2000, nous n'avons pas prolongé l'analyse afin d'exposer la manière dont la structure de gouvernance pétrolière hybride est susceptible d'impacter l'environnement institutionnel. Ce prolongement de l'analyse pourrait judicieusement prendre appui sur la littérature dont l'objet est de rendre compte des symptômes institutionnels de la *resource curse*. La question serait de savoir si la stabilisation de la structure de gouvernance pétrolière hybride fournit un contexte propice à l'émergence ou au renforcement de tels symptômes. Dit autrement, et en reprenant l'une des hypothèses de travail de certains historiens de la Russie (Lewin, 2003 ; Gerschenkron, 1980 ; Carrère d'Encausse, 2010 : 311-314), cette structure de gouvernance hybride participera-t-elle au retour d'une constante dans l'histoire longue de la Russie : celle d'un « *Etat modernisateur non-moderne* » (Lewin, 2003 : 390) ?

La seconde limite identifiable consiste en une présence elliptique de la dimension internationale au sein de ce travail. Cette dimension n'a été abordée qu'à la marge, lorsqu'il a été discuté des raisons expliquant le refus, de la part des autorités fédérales, de ratifier le traité sur la Charte de l'énergie. Or, l'évolution de la structure de gouvernance pétrolière russe ne s'est pas réalisée dans un vacuum de règles internationales. Plus précisément, la mise en place de la structure de gouvernance libérale en Russie s'est réalisée durant une période caractérisée par la tentative de définir un régime international libéral pour l'accès aux ressources, dont le traité sur la Charte de l'énergie constituait l'un des instruments principaux. La remise en cause de la structure de gouvernance libérale en Russie participe ainsi de l'échec d'un tel régime international. Cette constatation ouvre alors la voie à un axe de recherche qui émerge ces dernières années, celui de la gouvernance mondiale du pétrole (Florini et Dubash, 2011 ; Kérébel, 2009 ; Goldthau et Witte, 2009) : un régime international pour l'accès aux ressources pétrolières est-il souhaitable et/ou faisable ?

Bibliographie

AL-MEJREN Abbas A. (2005), "Upstream Privatization: Issues and Arguments", *Journal of Energy and Development*, vol. 30, n° 2, pp. 279-295.

ADACHI Yuko (2009), "Subsoil Law Reform in Russia under the Putin Administration", *Europe-Asia Studies*, vol. 61, n° 8, pp. 1393-1414.

ADELMAN Morris A. (2003), "The Real Oil Problem", *Regulation*, vol. 27, n° 1, pp. 16-21.

ADELMAN Morris A. (1996), *The Genie Out of the Bottle. World Oil since 1970*, MIT Press, Cambridge.

ADELMAN Morris A. (1990), "Mineral Depletion, With Special Reference to Petroleum", *Review of Economics and Statistics*, vol. 7, n° 1, pp. 1-10.

ADELMAN Morris A. (1972), *The World Petroleum Market*, John Hopkins University Press, Baltimore.

AHREND Rudiger (2006a), "Russia's Post-Crisis Growth: Its Sources and Prospects for Continuation", *Europe-Asia Studies*, vol. 58, n° 1, pp. 1-24.

AHREND Rudiger (2006b), "How to Sustain Growth in a Resource Based Economy? The Main Concepts and Their Application to the Russian Case", *OECD Economics Department Working Papers*, n° 478, OECD, Paris.

AHREND Rudiger et TOMPSON William (2006), "Realising the Oil Supply Potential of the CIS: The Impact of Institutions and Policies", *OECD Economics Department Working Papers*, n° 484, OECD, Paris.

AL-ATTAR Abdulaziz et ALOMAIR Osamah (2005), "Evaluation of Upstream Petroleum Agreements and Exploration and Production Costs", *OPEC Review*, vol. XXIX, n° 4, pp. 243-266.

AL-KASIM Farouk (2006), *Managing Petroleum Resources. The Norwegian Model in a Broad Perspective*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

AL-OBAIDAN Abdullah et SCULLY Gerald W. (1991), "Efficiency Differences between Private and State-Owned Enterprises in the International Petroleum Industry", *Applied Economics*, vol. 23, n° 2, pp. 237-246.

AL QURASHI Zeyad A. (2005), "Renegotiation of International Petroleum Agreements", *Journal of International Arbitration*, vol. 22, n° 4, pp. 261-300.

ALCHIAN Armen A. et DEMSETZ Harold (1973), "The Property Right Paradigm", *Journal of Economic History*, vol. XXXIII, n° 1, pp. 16-27.

ALEKPEROV Vagit (2012), *Lukoil. Opening the Third Decade* [en ligne], <<http://www.lukoil.ru/df.asp?id=89>> [consulté le 21/06/2012]

ALEXEEV Michael et CONRAD Robert (2009), "The Russian Oil Tax Regime: A Comparative Perspective", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 50, n° 1, pp. 93-114.

ALSTON Lee J. et MUELLER Bernardo (2005), "Property right and the State", in C. Ménard et M. M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 573-590.

AMABLE Bruno (2005), *Les cinq capitalismes. Diversité des systèmes économiques et sociaux dans la mondialisation*, Seuil, Paris.

AMABLE Bruno, ERNST Ekkehard et PALOMBARINI Stefano (2002), "Comment les marchés financiers peuvent-ils affecter les relations industrielles ? Une approche par la complémentarité institutionnelle", *L'Année de la régulation*, n° 6, pp. 271-289.

AMUNDSEN Eirik Schroder (1992), *Théorie des ressources épuisables et rente pétrolière*, Economica, Paris.

ANDERSON Svein S. (1993), *The Struggle Over North Sea Oil and Gas. Government Strategies in Denmark, Britain and Norway*, Scandinavian University Press, Oslo.

ANDREFF Wladimir (2006a), "Introduction", in W. Andreff [ed.], *La transition vers le marché et la démocratie. Europe de l'Est, Europe centrale et Afrique du Sud*, La Découverte, Paris (Coll. Repères), pp. 7-19.

ANDREFF Wladimir (2006b), "L'analyse des institutions dans la « Nouvelle économie comparative », in W. Andreff [ed.], *La transition vers le marché et la démocratie. Europe de l'Est, Europe centrale et Afrique du Sud*, La Découverte, Paris (Coll. Repères), pp. 23-48.

ANDREFF Wladimir (2003a), "Introduction : Une périodisation de la mutation économique postsocialiste », in W. Andreff [ed.], *La mutation des économies postsocialistes. Une analyse économique alternative*, L'Harmattan, Paris, pp. 10-28.

ANDREFF Wladimir (2003b), "Vingt leçons à tirer de la privatisation dans les économies en transition", in W. Andreff [ed.], *La mutation des économies postsocialistes. Une analyse économique alternative*, L'Harmattan, Paris, pp. 211-245.

ANDREFF Wladimir (1999), "Privatisation et gouvernement d'entreprise dans les économies en transition", *Economie Internationale*, n° 77, pp. 97-129.

ANDREFF Wladimir (1993), *La crise des économies socialistes. La rupture d'un système*, Presses universitaires de Grenoble, Grenoble.

ANKER Morten et SONNERBY Per (2008), "Russian revenue management under Vladimir Putin" [en ligne], *RUSSCASP working papers*, Fridtjof Nansen Institute, Lysaker. http://www.fni.no/russcasp/WP-2008-007_MAN_Russian_revenue_management_under_Vladimir_Putin.pdf [consulté le 20/05/2010]

ANTILL Nick et ARNOTT Robert (2002), *Oil Company Crisis. Managing Structure, Profitability, and Growth*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

AOKI Masahiko (2006), *Fondements d'une analyse institutionnelle comparée*, Albin Michel, Paris.

AOUN Marie-Claire (2008), *La rente pétrolière et le développement économique des pays exportateurs*, thèse de doctorat en sciences économiques, Université Paris Dauphine, Paris.

ARON Leon (2006), "Russia's Oil: Natural Abundance and Political Shortages" [en ligne], American Enterprise Institute for Public Policy Research, *Russian Outlook*, Spring <http://www.aei.org/files/2006/04/19/20060419_19104ROSpring2006_g.pdf> [consulté le 25/06/2010]

ARROW Kenneth J. (1991), "The Economics of Agency", in J. W. Pratt et R. J. Zeckhauser [eds], *Principals and Agents : the Structure of Business*, Harvard Business School Press, Boston, pp. 37-51.

ÅSLUND Anders (2011), *Taking the Reset to the Russian Oil Rigs* [en ligne], Peterson Institute for International Economics. <<http://www.piie.com/publications/opeds/oped.cfm?ResearchID=1914>> [consulté le 10/10/2011]

ÅSLUND Anders (2006), "Russia's Energy Policy: A Framing Comment", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 47, n° 3, pp. 321-328.

ÅSLUND Anders et LAYARD Richard (1993), "Introduction", in A. Aslund et R. Layard (eds.), *Changing the Economic System in Russia*, Pinter, London.

AYOUB Antoine (1994a), "Le pétrole : économie et politique", *L'actualité économique*, vol. 70, n° 4, pp. 499-520.

AYOUB Antoine (1994b), "Le modèle OPEP : ajustement ou nouvelle logique", *Economies et Sociétés*, tome XXVIII, n° 9, série Economie de l'énergie, EN 6, pp. 71-81.

BAHGAT Gawdat (2010), "Russia's Oil and Gas Policy", *OPEC Energy Review*, vol. XXXIV, n° 3/4, pp. 162-183.

BAHGAT Gawdat (2004), "Russia's Oil Potential: Prospects and Implication", *OPEC Review*, vol. XXVIII, n° 2, pp. 133-147.

BAJARI Patrick et TADELIS Steven (2001), "Incentive versus Transaction Costs: a Theory of Procurement Contracts", *RAND Journal of Economics*, vol. 32, n° 3, pp. 387-407.

BAKHTIARI Samsan A. M. (2002), "Expectations of Sustained Russian Oil Production Boom Unjustified", *Oil & Gas Journal*, vol. 100, n° 17, pp. 24-26.

BAKOULEV Pavel L., KEEFE Charles B. (2003), "New Developments in Russian PSA and Subsoil Legislation", *International Oil and Gas Finance Review*, 15 November, pp. 108-111.

BALZER Harley (2005), "The Putin Thesis and Russian Energy Policy", *Post-Soviet Affairs*, vol. 21, n° 3, pp. 210-225.

BARZEL Yoram (1997), *Economic Analysis of Property Rights*, 2nd ed., Cambridge University Press, Cambridge.

BEAURAIN Christophe et BERTRAND Elodie (2009), “La transaction dans l’économie institutionnelle américaine : de Commons à Coase”, *Pensée plurielle*, n° 20, pp. 13-24.

BAZZOLI Laure (1999), *L’économie politique de John R. Commons. Essai sur l’institutionnalisme en sciences sociales*, L’Harmattan, Paris.

BAZZOLI Laure et KIRAT Thierry (2003), “A propos du réalisme en économie des institutions et ses implications sur l’analyse des fondements juridiques des transactions économiques : Commons versus Williamson”, *Economie Appliquée*, tome LVI, n° 3, pp. 171-209.

BELYI Andrei V. (2009), “Reciprocity as a Factor of the Energy Investment Regimes in the EU-Russian Energy Relations”, *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 2, n° 2, pp. 117-128.

BENZONI Laurent (1983), “Réexamen de la théorie marxiste de la rente : une application à l’industrie gazière”, in J-P. Angelier, *et al.* (éds.), *Rente et structures des industries de l’énergie*, Presses universitaires de Grenoble, Grenoble, pp. 41-75.

BENSIMON Guy (2010), “L’institutionnalisme de Kornai et la connaissance de l’économie socialiste”, Communication au XIII^e Colloque international de l’Association Charles Gide, *Les institutions dans la pensée économique*, 27-29 mai, Paris.

BERKOWITZ Daniel et SEMIKOLENOVA Yadviga (2007), “Is Russia’s Growth a ‘Flash in the Pan’?” [en ligne], <http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=993901> [consulté le 10/10/2007]

BERLINER Joseph S. (1952), “The Informal Organization of the Soviet Firm”, *Quarterly Journal of Economics*, vol. 66, n° 3, pp. 349-350.

BERNARDINI Piero (2008), “Stabilization and Adaptation in Oil and Gas Investments”, *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 98-112.

BESLEY Timothy (1995), “Property Rights and Investment Incentives: Theory and Evidence from Ghana”, *Journal of Political Economy*, vol. 103, n° 5, pp. 903-937.

BIDAULT Francis (1983), “Structure de l’industrie pétrolière et répartition de la rente”, in J. P. Angelier, *et al.* (éds.), *Rente et structures des industries de l’énergie*, Presses universitaires de Grenoble, Grenoble, pp. 231-268.

BILLAUDOT Bernard (2004), “Institutionnalismes, rationalisme et structuralisme en science sociale”, *Economie et institutions*, n° 4, pp. 5-50.

BINDEMANN Kirsten (1999), *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

BLACK Bernard, KRAAKMAN Reinier et TARASSOVA Anna (2000), "Russian Privatization and Corporate Governance: What Went Wrong?", *Stanford Law Review*, vol. 52, pp. 1731-1808.

BLAGOV Sergei (2007), "Russia Pushes Oil Companies to Find More Oil in Eastern Siberia", *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 4, n°199.

BLINN Keith W., DUVAL Claude, LE LEUCH Honoré et PERTUZIO André (1986), *International Petroleum Exploration & Exploitation Agreements. Legal, Economic, and Policy Aspects*, Barrows, New York.

BOADWAY Robin et FLATTERS Frank (1993), "The Taxation of Natural Resources. Principles and Policy Issues", *Policy Research working papers*, n° 1210, World Bank, Washington D.C.

BOBYLEV Yuri N. (1995), *L'industrie pétrolière de la Russie : les problèmes et les perspectives du développement dans l'économie en transition*, Institut de l'Economie en Transition, Moscou.

BOHN Henning et DEACON Robert T. (2000), "Ownership Risk, Investment, and the Use of Natural Resources", *American Economic Review*, vol. 90, n° 3, pp. 526-549.

BOND Andrew R. et BRADSHAW Michael (2004), "Crisis amid Plenty Revisited: Comments on the Problematic Potential of Oil", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 45, n° 5, pp. 352-358.

BOSCHECK Ralf (2007), "The Governance of Oil Supply: an Institutional Perspective on NOC Control and the Questions It Poses", *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 1, n° 4, pp. 366-389.

BOSQUET Benoît (2002), "The Role of Natural Resources in Fundamental Tax Reform in the Russian Federation", *Policy Research Working Papers*, n° 2807, World Bank, Washington D.C.

BOUSSENA Sadek (1994), "L'adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier", *Economies et Sociétés*, tome XXVIII, n° 9, série Economie de l'énergie, EN 6, pp. 23-47.

BOUSSENA Sadek et LOCATELLI Catherine (2011), "Gas Market Developments and their effect on Relations between Russia and the EU", *OPEC Energy Review*, vol. 35, n° 1, pp. 27-46.

BOYCKO Maxim, SHLEIFER Andrei et VISHNY Robert W. (1996), "A Theory of Privatization", *The Economic Journal*, n° 106, pp. 309-319.

BOYCKO Maxim, SHLEIFER Andrei et VISHNY Robert W. (1993), "Privatizing Russia", *Brookings Papers on Economic Activity*, vol. 1993, n° 2, pp. 139-192.

BOYER Robert (2003), "Les analyses historiques comparatives du changement institutionnel : quels enseignements pour la théorie de la régulation ?", *L'année de la régulation*, n° 7, 2003-2004, pp. 167-203.

BP (2012), *BP Statistical Review of World Energy*, BP, London [dates diverses].

BRADSHAW Michael (2009), "The Kremlin, National Champions and the International Oil Companies: The Political Economy of the Russian Oil and Gas Industry", *Geopolitics of Energy*, vol. 31, n°5, pp. 2-14.

BRADSHAW Michael (2006), "Observation on the Geographical Dimensions of Russia's Resource Abundance", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 47, n° 6, pp. 724-746.

BREMMER Ian et JOHNSTON Robert (2009), "The Rise and Fall of Resource Nationalism", *Survival*, vol. 51, n° 2, pp. 149-158.

BRINSMEAD Simon (2007), "Oil Concession Contracts and the Problem of Hold-Up" [en ligne], *CEPLMP Internet Journal*, vol. 17, n° 11 <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol17/Vol17_11.pdf>, [consulté le 20/05/2010].

BROUSSEAU Eric (2008), "Contracts: From Bilateral Sets of Incentives to the Multi-Level Governance of Relations", in E. Brousseau et J-M. Glachant (eds.), *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 37-66.

BROUSSEAU Eric (1993), *L'économie des contrats. Technologie de l'information et coordination interentreprises*, Presses universitaires de France, Paris (Coll. Economie en liberté).

BROUSSEAU Eric et FARES M'hand (2000), "Incomplete Contract and Governance Structures: Are Incomplete Contract Theory and New Institutional Economics Substitutes or Complements", in C. Ménard (ed.), *Institutions, Contracts and Organizations. Perspectives from New Institutional Economics*, Edward Elgar, Cheltenham, pp. 399-421.

BROUSSEAU Eric et GLACHANT Jean-Michel (2002), "The Economics of Contracts and the Renewal of Economics", in Brousseau E. et Glachant J-M. (eds.), *The Economics of Contracts. Theories and Applications*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 3-30.

BROWER Derek (2008), "Moscow Freshens Up Its Energy Strategy", *Petroleum Economist*, vol. 75, n° 6, p. 4.

BROWER Derek (2007), "Sakhalin: Gazprom Wins", *Petroleum Economist*, vol. 74, n° 1, p. 10.

BUNTER Michael A. G. (2003), "A New Approach to Petroleum Licensing", *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, vol. I, n° 1, pp. 1-21.

CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (2007), "In Search of a Growth Formula. How Will the State Companies Develop Their New Assets" [en ligne], *CERA*

Russian and Caspian Energy Watch <<http://tarkhan-mouravi.org/ANALYZE/41.pdf>> [consulté le 25/04/2008]

CAMERON Fraser (2010), "The Politics of EU-Russia Energy Relations", in K. Talus et P. L. Fratini (eds), *EU-Russia Energy Relations*, Euroconfidential, Brussels (Coll. OGEL), pp. 25-37.

CAMERON Peter D. (2010), *International Energy Investment Law*, Oxford University Press, Oxford.

CAMERON Peter D. (2007), "Contract Stability in the Petroleum Industry: Changing the Rules and the Consequences", *Middle East Economic Survey*, vol. XLIX, n° 22.

CAMERON Peter D. (1988), "The Structure Of Petroleum Agreements", in Beredjick Nicky et Wälde Thomas (eds.), *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Graham & Trotman, London, pp. 29-46.

CAMERON Peter D. et KELLAS Graham (2008), "Contract and Fiscal Stability: Rhetoric and Reality" [en ligne], Wood Mackenzie & Center for Energy Petroleum and Mineral Law Policy <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=Contract-Fiscal-Stability_311561174.pdf> [consulté le 18/02/2010]

CAMPBELL Robert W. (1968), *The Economics of Soviet Oil and Gas*, John Hopkins Press, Baltimore.

CARREAU Dominique et JUILLARD Patrick (2007), *Droit international économique*, 3^e éd., Dalloz, Paris.

CARRERE D'ENCAUSSE Hélène (2010), *La Russie entre deux mondes*, Fayard, Paris.

CARRIE jean et DALEMONT Etienne (1994), *L'économie du pétrole*, Presses universitaires de France, Paris (coll. Que sais-je ?).

CATTAN Henry (1967), *The Evolution of Oil Concessions in the Middle East and North Africa*, Parker School of Foreign and Comparative Law, Oceana Publications, New York.

CHABAUD Didier, PARTHENAY Claude et PEREZ Yannick (2008), "Oliver E. Williamson : de la théorie des coûts de transaction à la nouvelle économie institutionnelle", in D. Chabaud, J-M. Glachant, C. Parthenay et Y. Perez (éds), *Les grands auteurs en économie des organisations*, éditions management & société, Paris, pp. 97-129.

CHABAUD Didier, PARTHENAY Claude et PEREZ Yannick (2005), "Evolution de l'analyse northienne des institutions : la prise en compte des idéologies", *Revue économique*, vol. 56, n° 5, pp. 691-703.

CHABAUD Didier, PARTHENAY Claude et PEREZ Yannick (2004), "North versus Williamson ? Oppositions et complémentarités dans la Nouvelle Economie Institutionnelle", *Working Paper 2004-13*, Groupe Réseaux Jean Monnet.

CHAVANCE Bernard (2008), "Formal and Informal Institutional Change: the Experience of Postsocialist Transformation", *European Journal of Comparative Economics*, vol. 5, n°1, pp. 57-71.

CHAVANCE Bernard (2007), *L'économie institutionnelle*, La Découverte, Paris (Coll. Repères).

CHAVANCE Bernard (2004), "Les théories économiques à l'épreuve de la transition post-socialiste", in M. Forest et G. Mink (éds.), *Postcommunisme : les sciences sociales à l'épreuve*, L'Harmattan, Paris, pp. 23-38.

CHAVANCE Bernard (1999), "Le capitalisme et le socialisme comme espèces systémiques : formation, co-évolution, transformation", in B. Chavance, E. Magnin, R. Motamed-Nejad et J. Sapir (éds.), *Capitalisme et socialisme en perspective. Evolution et transformation des systèmes économiques*, La Découverte, Paris, pp. 295-315.

CHAVANCE Bernard (1994), *La fin des systèmes socialistes. Crise, réforme et transformation*, L'Harmattan, Paris (Coll. Pays de l'Est).

CHEUNG Steven N. S. (1969), "Transaction Costs, Risk Aversion, and the Choice of Contractual Arrangements", *Journal of Law and Economics*, vol. 12, n° 1, pp. 23-42.

CHEVALIER Jean-Marie (1973), *Le nouvel enjeu pétrolier*, Calmann-Lévy, Paris.

CHUBAÏS Anatoly et VISHNEVSKAYA Maria (1993), "Main Issues of Privatisation in Russia", in A. Åslund et R. Layard (eds.), *Changing the Economic System in Russia*, Pinter, London, pp. 89-99.

COALE Margarita T. B. (2002), "Stabilization Clauses in International Petroleum Transactions", *Denver Journal of International Law and Policy*, vol. 30, n° 2, pp. 217-238.

COASE Ronald H. (1992), "The Institutional Structure of Production", *American Economic Review*, vol. 82, n° 4, pp. 713-719.

COASE Ronald H. (1960), "The Problem of Social Cost", *Journal of Law and Economics*, vol. 3, n° 1, pp. 1-44.

COASE Ronald H. (1937), "On the Nature of the Firm", *Economica*, vol. 4, n° 3, pp. 386-405.

COBURN Léonard (2010), "Russian Oil. A Long Term View", *IAEE Energy Forum*, Third Quarter, pp. 22-24.

COMMONS John R. (1934), *Institutional Economics. Its place in Political Economics*, MacMillan, New-York.

COMMONS John. R. (1931), "Institutional Economics", *American Economic Review*, vol. XXI, n° 4, pp. 648-657.

DANIEL Philip et FERNANDO Adrian (2005), "Reforming Taxation of the Oil Sector in the Russian Federation", *Oil, Gas & Energy Law*, vol. III, n° 1.

DEACON Robert T. et MUELLER Bernardo (2004), "Political Economy and Natural Resource Use" [en ligne], *UCSB Economics Working papers*, University of California Santa Barbara. <<http://www.econ.ucsb.edu/~deacon/PolEconNRUse.pdf>> [consulté le 17/01/2006]

DEMSETZ Harold (1998), "Property Rights", in P. Newman (eds), *The New Palgrave Dictionary of Economics and the Law*, Macmillan, London, pp. 144-155.

DENZAU Arthur T. et NORTH Douglass C. (1994), "Shared Mental Models: Ideologies and Institutions", *Kyklos*, vol. 47, n° 1, pp. 3-31.

DEQUECH David (2002), "The Demarcation between the "Old" and the "New" Institutional Economics: Recent Complications", *Journal of Economic Issues*, vol. XXXVI, n° 2, pp. 565-572.

DEQUECH David (2001), "Bounded Rationality, Institutions, and Uncertainty", *Journal of Economic Issues*, vol. XXXV, n° 4, pp. 911-929.

DEVARAJAN Shantayanan et FISHER Anthony C. (1981), "Hotelling's 'Economics of Exhaustible Resources': Fifty Years Later", *Journal of Economic Literature*, vol. 19, n° 1, pp. 65-73.

DIENES Leslie, DOBOZI Istvan et RADETZKI Marian (1994), *Energy and Economic Reform in the Former Soviet Union*, St Martin's Press, New York.

DIENES Leslie (2004), "Observations on the Problematic Potential of Russian Oil and the Complexities of Siberia", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 45, n° 5, pp. 319-345.

DIXIT Avinash (2009), "Governance Institutions and Economic Activity", *American Economic Review*, vol. 99, n° 1, pp. 5-24.

DOBRY Michel (2000), "Les voies incertaines de la transitologie, choix stratégiques, séquences historiques, bifurcations et processus de *path dependence*", *Revue française de science politique*, vol. 50, n° 4-5, pp. 585-614.

DOMJAN Paul et STONE Matt (2010), "A Comparative Study of Resource Nationalism in Russia and Kazakhstan", *Europe Asia-Studies*, vol. 62, n° 1, pp. 35-62.

DORBEC Anna et PERRACINO Valérie (2009), "Brésil-Russie : pourquoi des évolutions si différentes face à la crise internationale", *Conjoncture BNP-Paribas*, n° 10, pp. 13-39.

DUNCAN Peter S. (2007), "Oligarchs", Business and Russian Foreign Policy: From El'tsin to Putin", *Economic Working Paper*, n°83, Centre for the Study of Economic and Social Change in Europe, London.

DUGGER William M. (1980), "Property Rights, Law and John R. Commons", *Review of Social Economy*, vol. 38, n° 1, pp. 41-53.

DUTRAIVE Véronique (2009), "Economic Development and Institutions. Anatomy of the New New Institutional Economics' Research Program" [en ligne], *Revue de la régulation*, n° 6. <<http://regulation.revues.org/7609>>[consulté le 11/12/2009]

DZIENKOWSKI John S. (2000), "Concessions, Production Sharing, and Participation Agreements for Developing a Country's Natural Resources", in E. Smith et al. [eds], *International Petroleum Transactions*, 2nd Ed., Rocky Mountain Mineral Law Foundation, Denver, pp. 392-478.

EASTER Gerald (2008), "Building Fiscal Capacity", in T. J. Colton et S. Holmes (eds), *The State after Communism. Governance in the New Russia*, Rowman & Little Field Publishers, Maryland, pp. 21-52.

EDER Leonty, ANDREWS-SPEED Philip et KORZHUBAEV Andrey (2009), "Russia's Evolving Energy Policy for its Eastern Regions, and Implications for Oil and Gas Cooperation Between Russia and China", *Journal of World Energy Law and Business*, vol. 2, n° 3, pp. 219-242.

EGGERTSSON Thrainn (1990), *Economic Behaviour and Institutions*, Cambridge University Press, Cambridge.

ERIXON Fredrik et DREYER Iana (2010), "Vested and Invested Interests: The Role of Investment Protection in EU-Russia Relations" [en ligne], *ECIPE Policy Brief*, n°02/2010, European Centre for International Political Economy.
<http://www.ecipe.org/media/publication_pdfs/vested-and-invested-interests-the-role-of-investment-protection-in-eu-russia-relations.pdf> [consulté le 04/05/2010]

ESMAP (2007), *Investing in Oil in the Middle East and North Africa. Institutions, Incentives and the National Oil Companies*, Report No. 40405-MNA, World Bank, Washington D.C.

FATTOUH Bassam et DARBOUCHE Hakim (2010), "North African Oil and Foreign Investment in Changing Market Conditions", *Energy Policy*, vol. 38, n° 2, pp. 1119-1129.

FATTOUH Bassam et MABRO Robert (2006), "The Investment Challenge", in R. Mabro (ed.), *Oil in the 21st Century*, Oxford University Press, Oxford, pp. 19-40.

FINON Dominique et LOCATELLI Catherine (2003), "L'échec du consensus de Washington dans l'industrie des hydrocarbures russes : la déficience des institutions formelles de marché", *Economie appliquée*, vol. LVII, n° 3, pp. 51-88.

FLORINI Ann et DUBASH Navroz K. (2011), "Mapping Global Energy Governance", *Global Policy*, Special Issue on Global Energy Governance, vol. 2, pp. 6-18.

FOREST Joëlle et MEHIER Caroline (2001), "J. R. Commons and H. A. Simon on the Concept of Rationality", *Journal of Economic Issues*, vol. XXXV, n° 3, pp. 591-605.

FORTESCUE Stephen (2009), "The Russian Law on Subsurface Resources: A Policy Marathon", *Post-Soviet Affairs*, vol. 25, n° 2, pp. 160-184.

FRANKEL Paul H. (1948), *L'économie pétrolière. Structure d'une industrie*, Librairie de Médecis, Paris.

FURUBOTN Eirik G. et PEJOVICH Svetozar (1972), "Property rights and Economic Theory: A Survey of Recent Literature", *Journal of Economic Literature*, vol. 10, n° 4, pp. 1137-1162.

FURUBOTN Eirik G. et RICHTER Rudolf (1998), *Institutions and Economic Theory. The Contribution of the New Institutional Economics*, University of Michigan Press, Jackson.

GADDY Clifford G. et ICKES Barry W. (2005), "Resource Rents and the Russian Economy", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 46, n° 8, pp. 559-583.

GAY Daniel (2007), "Modernism, Reflexivity and the Washington Consensus", *Journal of Economic Methodology*, vol. 14, n° 1, pp. 83-105.

GARNAUT Ross et CLUNIES ROSS Anthony (1975), "Uncertainty, Risk Aversion and the Taxing of Natural Resources Projects", *The Economic Journal*, vol. 85, n° 338, pp. 272-287.

GARNAUT Ross (2010), "The New Australian Resource Rent Tax: the Resources Super Profits Tax", *Insights*, vol. 8, November, pp. 11-19.

GAUDET Gérard (1983), "Rente minière, prix et marchés des ressources naturelles non renouvelables", in J. P. Angelier et al. (éds), *Rente et structure des industries de l'énergie*, Presses universitaires de Grenoble, Grenoble, pp. 15-39.

GERSCHENKRON Alexander (1998), *L'Europe dans le miroir russe*, Transition, Paris.

GIBBONS Robert (2004), "Four Formal(izable) Theories of the Firm?", *MIT Department of Economics Working Papers*, n° 04-34, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge.

GILLIS Malcolm (1982), "Evolution of Natural Resource Taxation in Developing Countries", *Natural Resources Journal*, vol. 22, Spring, pp. 619-648.

GNEZDITSKAIA Anastasia (2005), "Unidentified Shareholders': the Impact of Oil Companies on the Banking Sector in Russia", *Europe-Asia Studies*, vol. 57, n° 3, pp.457-480.

GODZIMIRSKI Jacob M. et ROWE Elena W. (2009), "Developments in Energy Discourses in the Early Days of the Putin-Medvedev Tandem" [en ligne], *RUSS'CASP Working Paper*.
<http://www.fni.no/russcasp/Energy_in_Russian_Politics_russcasp_working_paper.pdf>
[consulté le 06/03/2010]

GOLDMAN Marshall I. (2008), *Petrostate. Putin, Power and the New Russia*, Oxford University Press, Oxford.

GOLDSCHMIDT Nils et ZWEYRNERT Joachim (2006), "The Two Transitions in Central and Eastern Europe as Processes of Institutional Transplantation", *Journal of Economic Issues*, vol. XL, n° 4, pp. 895-918.

GOLDSWORTHY Brenton et ZAKHAROVA Daria (2010), "Evaluation of the Oil Fiscal Regime in Russia and Prospect for Reform", *IMF Working Paper* WP/10/33, International Monetary Fund, Washington D.C.

GOLDTHAU Andreas et WITTE Jan Martin (2009), "Back to the Future or Forward to the Past? Strengthening Markets and Rules for Effective Global Energy Governance", *International Affairs*, vol. 85, n° 2, pp. 373-390.

GONCE Richard A. (1976), "The New Property Rights Approach and Commons's *Legal Foundations of Capitalism*", *Journal of Economic Issues*, vol. X, n° 4, pp. 765-797.

GORST Isabel (2010), "Russian Oil-Production Growth under Threat", *Petroleum Economist*, vol. 77, n° 10, pp. 12-13.

GORST Isabel (2005), "Russia. Production Boom Tailing Off", *Petroleum Economist*, vol. 72, n° 1, pp. 9-12.

GORST Isabel (2004), "Reasons to Be Happy", *Petroleum Economist*, vol. 71, n° 9, pp. 3-4.

GRACE John D. (2005), *Russian Oil Supply. Performance and Prospects*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

GRAY C. L. (1914), "Rent Under the Assumption of Exhaustibility", *Quarterly Journal of Economics*, Vol. XXVIII, n° 3, pp. 466-489.

GRAYSON Leslie E. (1981), *National Oil Companies*, John Wiley, Chichester.

GREIF Avner (2005), "Commitments, Coercion, and Markets: The Nature and Dynamics of Institutions Supporting Exchange", in C. Ménard et M. M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 727-786.

GREIF Avner (2004), "Self-enforcing Institutions: Comparative and Historical Institutional Analysis", Communication à *European School on New Institutional Economics*, Cargèse, 5-9 May.

GREIF Avner (1998), "Historical and Comparative Institutional Analysis", *American Economic Review*, vol. 88, n° 2, pp. 80-84.

GURIEV Sergei, KOLOTILIN Anton et SONIN Konstantin (2008), "Determinants of Expropriation in the Oil Sector: A Theory and Evidence from Panel Data", *CEPR Discussion Papers*, n° 6755, Center for Economic Policy Research, London.

GURIEV Sergei et RACHINSKY Andrei (2005), "The Role of Oligarchs in Russian Capitalism", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 19, n° 1, pp. 131-150.

GUSTAFSON Thane (1989), *Crisis amid Plenty. The Politics of Soviet Energy under Brezhnev and Gorbachev*, Princeton University Press, Princeton.

HAFEZ Abdo (2010), "The Taxation of UK Oil and Gas Production: Why the Windfalls Got Away", *Energy Policy*, vol. 38, n° 10, pp. 5625-5635.

HANNESSON Rögnvaldur (1998), *Petroleum Economics. Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production*, Quorum Books, Westport.

HANSEN Jean-Pierre et PERCEBOIS Jacques (2010), *Energie. Economie et politiques*, De Boeck Université, Bruxelles (Coll. Ouvertures économiques).

HANSON Philip (2009a), "The Resistible Rise of State Control in the Russian Oil Industry", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 50, n° 1, pp. 14-27.

HANSON Philip (2009b), "The Sustainability of Russia's Energy Power. Implications for the Russian Economy", in J. Perovic, R. W. Orttung et A. Wenger (eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations*, Routledge, London, pp. 23-50.

HARE Paul et MURAVYEV Alexander (2002), "Privatization in Russia", *RECEP Research Papers*, Russian-European Centre for Economic Policy, Moscow.

HARTSHORN Jack E. (1993), *Oil Trade: Politics and Prospects*, Cambridge University Press, Cambridge.

HAWKES Steve (2004), "Lukoil. The Lumbering Giant. Interview with Leonid Fedun, vice-president", *Petroleum Economist*, vol. 71, n° 12, pp. 3-4.

HEAPS Terry et HELLIWELL John F. (1985), "The Taxation of Natural Resources", in A. J. Auerbach et M. Fieldstien (eds.), *Handbook of Public Economics*, Vol. 1, North Holland, Amsterdam, pp. 421-472.

HEDLUND Stefan (2001), "Property without Rights: Dimensions of Russian Privatisation", *Europe-Asia Studies*, vol. 53, n° 2, pp. 213-237.

HENDERSON James (2012a), "Rosneft – On the Road to Global NOC Status?", *OIES Working papers*, WPM 44, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

HENDERSON James (2012b), "Joint Ventures in the Russian Offshore – Positive News but only for the Long Term", *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

HENDERSON James (2011), "The Strategic Implications of Russia's Eastern Oil Resources", *OIES Working papers*, WPM 41, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

HENDERSON James et RADOSEVIC Slavo (2003), "The Influence of Alliances on Corporate Growth in the Post-Soviet Period: Lukoil and Yukos", *Working Papers Series*, n° 34, Centre for the Study of Economic and Social Change in Europe, London.

HENDLAY Kathryn, ICKES Barry W., MURREL Peter et RYTERMAN Randi (1997), "Observation on the Use of Law by Russian Enterprises", *Post-Soviet Affairs*, vol. 13, n° 1, pp. 19-41.

HODGSON Geoffrey M. (2006), "What Are Institutions?", *Journal of Economic Issues*, vol. XL, n° 1, pp. 1-25.

HODGSON Geoffrey M. (1998), "The Approach of Institutional Economics", *Journal of Economic Literature*, vol. 36, n° 1, pp. 166-192.

HODGSON Geoffrey M. (1993), "Institutional Economics: Surveying the 'Old' and the 'New'", *Metroeconomica*, vol. 44, n° 1, pp. 1-28.

HOFF Karla et STIGLITZ Joseph E. (2004), "After the Big Bang? Obstacles to the Emergence of the Rule of Law in Post-Communist Societies", *American Economic Review*, vol. 94, n° 3, pp. 753-763.

HÖPNER Martin (2005a), "What Connects Industrial Relations and Corporate Governance? Explaining Institutional Complementarity", *Socio-Economic Review*, vol. 3, n° 2, pp. 331-358.

HÖPNER Martin (2005b), "Epilogue to "Explaining Institutional Complementarity" What Have We Learnt? Complementarity, Coherence and Institutional Change", *Socio-Economic Review*, vol. 3, n° 2, pp. 383-387.

HOTELLING Harold (1931), "The Economics of Exhaustible Resources", *Journal of Political Economy*, vol. 39, n° 2, pp. 137-175.

HOWE Charles W. (1979), *Natural Resource Economics: Issues, Analysis and Policy*, Wiley, New York.

HULBERT Matthew (2011), "The Rush to Russia" [en ligne], *European Energy Review*.
<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=2731#artikel_2731> [Consulté le 13/07/2011]

IJI Yuko (2003), "Corporate Control and Governance Practices in Russia", *Working Papers series*, n° 33, Center for the Study of Economic and Social Change in Europe, London.

INSTITUTE FOR THE ECONOMY IN TRANSITION (2005), *Russian Economy in 2004. Trends and Outlooks*, Institute for the Economy in Transition, Moscow.

INTERNATIONAL COUNCIL ON MINING & METALS (2009), *Minerals Taxation Regimes. A Review of Issues and Challenges in their Design and Application*, ICMM & Commonwealth Secretariat, London.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook*, OECD, Paris [dates diverses].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002), *Russia Energy Survey 2002*, OECD, Paris.

IVANTER Viktor (2012), "La transition macroéconomique et politique", in J. Sapir (ed.), *La transition russe, vingt ans après*, éditions des Syrtes, Paris, pp. 23 – 64.

JAFFE Amy M. et SOLIGO Ronald (2007), *The International Oil Companies* [en ligne], The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, Houston.
<http://bakerinstitute.org/publications/NOC_IOCs_Jaffe-Soligo.pdf> [consulté le 25/06/2009]

JANSSEN Erik (2005), "Can Russian Oil Growth Can Be Sustained?", *CIEP Briefing Papers*, n° 4, Clingendael International Energy Program, The Hague.

JENNINGS Anthony (2002), *Oil and Gas Exploration Contracts*, Sweet & Maxwell, London.

JENSEN Michael C. et MECKLING William H. (1976), "Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Cost and Ownership Structure", *Journal of Financial Economics*, vol. 3, n° 4, pp. 305-360.

JOHANY Ali D. (1980), *The Myth of the OPEC Cartel. The Role of Saudi Arabia*, University of Petroleum and Minerals, Dhahran ; Wiley, Chichester.

JOHNSTON Daniel (2008), "Changing Fiscal Landscape", *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 31-53.

JOHNSTON Daniel (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Pennwell, Tulsa.

JOHNSTON David (2007), "How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts", in M. Humphreys, J. D. Sachs et J. S. Stiglitz (eds.), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, New York, pp. 53-88.

JONES LUONG Pauline et WEINTHAL Erika (2010), *Oil Is Not a Curse. Ownership Structure and Institutions in Soviet Successor States*, Cambridge University Press, Cambridge.

JOSKOW Paul L. (2008), "Introduction to New Institutional Economics: A Report Card", in E. Brousseau et J-M. Glachant (eds.), *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 1-19.

JOSKOW Paul L., SCHMALENSEE Richard et TSUKANOVA Natalia (1994), "Competition Policy in Russia during and after Privatization", *Brookings Papers on Economic Activity*, vol. 1994, pp. 301-381.

KAHN John (2006), "The Search for the Rule of Law in Russia", *Georgetown Journal of International Law*, vol. 37, n° 2, pp. 353-443.

KAISER Mark J. (2006), "Fiscal System Analysis – Contractual Systems", *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 26, n° 1/2, pp. 106-135.

KALYUZHNOVA Yelena et NYGAARD Christian (2008), "State Governance Evolution in Resource-Rich Transition Economies: An Application to Russia and Kazakhstan", *Energy Policy*, vol. 36, n° 6, pp. 1829-1842.

KANEL Don (1974), "Property and Economic Power as Issues in Institutional Economics", *Journal of Economic Issues*, vol. VIII, n° 4, pp. 827-840.

KELLISON Bruce (1999), "Tiumen, Decentralization and Center-Periphery Tension", in D. Lane (ed.) *The Political Economy of Russian Oil*, Rowman & Littlefield, Lanham, pp. 127-142.

KEMP Alexander G. (1994), "International Petroleum Taxation in the 1990s", *The Energy Journal*, vol. 15, Special Issue on the Changing World Petroleum Market, pp. 291-309.

KEPPLER Jan Horst et SCHÜLKE Christian (2009), "Investir dans le secteur de l'énergie : une question de gouvernance", in C. Kérébel et J-H. Keppler (éds.), *La gouvernance mondiale de l'énergie*, IFRI, Paris ; Bruxelles, pp. 121-163.

KEREBEL Cécile (2009), "Qu'est-ce que la gouvernance globale de l'énergie ? Les termes du débat" in C. Kérébel et J-H. Keppler (éds.), *La gouvernance mondiale de l'énergie*, IFRI, Paris ; Bruxelles, pp. 15-36.

KHARCHENKO-DORBEC Anna (2006), "La transition russe : une interprétation en termes d'incertitude keynésienne" [en ligne], *STRATES*, 12/2006. <<http://strates.revues.org/2372>> [consulté le 25/02/2008]

KHARTUKOV Eugene (2002), "Russia's Oil Major: Engine for Radical Change", *Oil & Gas Journal*, vol. 100, n° 21, pp. 20-32.

KHARTUKOV Eugene (1997), "Bankers Becoming New Masters of Oil Companies", *Petroleum Economist*, vol. 64, n° 2, pp. 7-8.

KHARTUKOV Eugene (1996), "On the Economics of the Russian Oil Sector", *Energy Studies Review*, vol. 8, n° 1, pp. 64-68

KHARTUKOV Eugene et STAROSTINA Ellen (2000), "Russia's Oil Privatization is More Greed than Fear", *Oil & Gas Journal*, vol. 98, n° 27, pp. 30-32.

KINGSTON Christopher et CABALLERO Gonzalo (2009), "Comparing Theories of Institutional Change", *Journal of Institutional Economics*, vol. 5, n° 2, pp. 151-180.

KLEBNIKOV Paul (2001), *Parrain du Kremlin. Boris Berezovski et le pillage de la Russie*, R. Laffont, Paris.

KNIGHT Frank H. (1921), *Risk, Uncertainty and Profit*, Houghton Mifflin, Boston ; New York (Hart, Schaffner, and Marx Prize Essays ; 31)

KOMDUUR Rik (2010), "Wanted: Russian Resolve on Oil Strategy" [en ligne], *European Energy Review*.
<<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=1876&zoeck=Komduur>> [consulté le 16/01/2011]

KONONCZUK Wojciech (2012), "The Fragile Foundations of the Russian Oil Sector", [en ligne], *European Energy Review*.
<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id_mailing=282&toegang=6a9aeddfe689c1d0e3b9ccc3ab651bc5&id=3739> [Consulté le 25/06/2012]

KONOPLIANIK Andreï (2010), "A Common Russia-EU Energy Space (The New Eu-Russia Partnership Agreement, Acquis Communautaire, the Energy Charter and the New Russian

Initiative)", in K. Talus et P. L. Fratini (eds), *EU-Russia Energy Relations*, Euroconfidential, Brussels (Coll. OGEL), pp. 45-102.

KONOPLIANIK Andreï (2009), "Russia: Don't Oppose the Energy Charter, Help to Adopt it", *Petroleum Economist*, Vol. 76, n°7, pp. 22-23.

KONOPLIANIK Andreï (2003a), "A Struggle for Mineral Rent", *Petroleum Economist*, vol. 70, n° 8, pp. 23-24.

KONOPLIANIK Andreï (2003b), "PSA debate not over yet", *Petroleum Economist*, vol. 70, n° 7, pp. 12-13.

KONOPLIANIK Andreï et WÄLDE Thomas (2006), "Energy Charter Treaty and Its Role in International Energy", *Journal of Energy and Natural Resources Law*, vol. 24, n° 4, pp. 524-555.

KORNAÏ Janos (2000), "What the Change of System From Socialism to Capitalism Does and Does Not Mean?", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 14, n° 1, pp. 27-42.

KORNAÏ Janos (1992), *The Socialist System. The Political Economy of Communism*, Clarendon Press, Oxford.

KOUVALINE Dmitri (2012), "Les entreprises russes. Evolution des modes de comportement", in J. Sapir (ed.), *La transition russe, vingt ans après*, éditions des Syrtes, Paris, pp. 121-181.

KOZUL-WRIGHT Richard et RAYMENT Paul (1997), "The Institutional Hiatus in Economies in Transition and Its Policy Consequences", *Cambridge Journal of Economics*, vol. 21, n° 5, pp. 641-661.

KRYSIEK Timothy F. (2007), "Agreements from Another Era. Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007", *OIES Working papers*, WP 34, Oxford for Energy Studies, Oxford.

KRYUKOV Valery et MOE Arild (2008), "Russian Petroleum Policy and Resources Management – Harmony or Conflict?", *RUSSCASP working Papers*, December, Fridtjof Nansen Institute, Lysaker (accès restreint).

KRYUKOV Valery et MOE Arild (2007), "Russia's Oil Industry: Risk Aversion in a Risk-Prone Environment", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 48, n° 3, pp. 341-357.

KRYUKOV Valery et MOE Arild (2006), "Resource Abundance and Reserve Scarcity", communication at 29th *IAEE International Conference*, Potsdam, 7-10 June.

KRYUKOV Valery et MOE Arild (1999), "Banks and the Financial Sector", in D. Lane (ed.), *The Political Economy of Russian Oil*, Rowman & Littlefield, Lanham, pp. 47-74.

KRYUKOV Valery A. et MOE Arild (1998), "Joint Management of Oil and Gas Resources in Russia", *Post-Soviet Geography and Economics*, vol. 39, n° 7, pp. 588-605.

KRYUKOV Valery A. (2001), "Ownership Rights, Hierarchical Bargaining and Globalization in the Oil Sector", in K. Segbers (ed.), *Explaining Post-Soviet Patchworks.02, Pathways from the Past to the Global*, Ashgate, Aldershot, pp. 170-192.

KUBONIWA Masaaki, TABATA Shinichiro et USTINOVA Nataliya (2005), "How Large is the Oil and Gas Sector of Russia? A Research Report", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 46, n°1, pp. 68-76.

KUCHINS Andrew C., BEAVIN Amy et BRYNDZA Anna (2008), *Russia's 2020 Strategic Economic Goals and the Role of International Integration* [en ligne], Center for Strategic & International Studies, Washington ; Institut français des relations internationales, Paris <http://csis.org/files/media/csis/pubs/080731_kuchins_russia2020strat_web.pdf> [consulté le 20/05/2012]

KUZNETSOVA Olga et KUZNETSOV Andreï (1999), "The State as a Shareholder", *Europe-Asia Studies*, vol. 51, n° 3, pp. 433-445.

LAFFONT Jean-Jacques et MARTIMORT David (2002), *The Theory of Incentives. The Principal-Agent Model*, Princeton University Press, Princeton, Oxford.

LAHN Glada, MARCEL Valérie, MITCHELL John, MYERS Keith et STEVENS Paul (2009), "Good Governance of the National Petroleum Sector" [en ligne], Chatham House, London.

<<http://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/ggdoc0407.pdf>> [consulté le 20/10/2010]

LAND Bryan (2009), "Capturing a Fair Share of Fiscal Benefits in the Extractive Industry", *Transnational Corporations*, vol. 18, n° 1, pp. 157-174.

LANE David et SEIFULMULUKOV Iskander (1999), "Structure and Ownership", in D. Lane (ed.), *The Political Economy of Russian Oil*, Rowman & Littlefield, Lanham, pp.15-45.

LE LEUCH Honoré (1988), "Contractual Flexibility in New Petroleum Investment Contracts", in Beredjick Nicky et Wälde Thomas (eds.), *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Graham & Trotman, London, pp. 81-100.

LEBOEUF, LAMB, GREENE et MACKAE (2004a), "Proposed Major Changes in Subsoil Law", *Russian Law News*, February.

LEBOEUF, LAMB, GREENE et MACKAE (2004b), "Subsoil Law Amendments: Two-Key to One-Key, and More", *Russian Law News*.

LEE Julian (2006), "Has Russia's Oil Production Growth Come to an End?", *Geopolitics of Energy*, vol. 28, n° 1, pp. 2-5.

LEVY Brian et SPILLER Pablo T. (eds) (1996), *Regulations, Institutions, and Commitment. Comparative Studies of Telecommunications*, Cambridge University Press, Cambridge.

LEVY Brian et SPILLER Pablo T. (1994), "The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation", *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 10, n° 2, pp.201-246.

LEWIN Moshe (2003), *Le siècle soviétique*, Fayard/Le Monde Diplomatique, Paris.

LEWIN Moshe (1998), "La Russie en mal d'Etat", *Le Monde diplomatique*, novembre 1998.

LEWIN Moshe (1985), *La formation du système soviétique*, Gallimard, Paris.

LIBECAP Gary D. (2002), "A Transaction-Cost Approach to the Analysis of Property Rights", in E. Brousseau et J-M. Glachant (eds), *The Economics of Contracts. Theories and Applications*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 140-156.

LOCATELLI Catherine (2001), "Modèles d'organisation et transition économique : le cas de l'industrie pétrolière russe", *Revue d'économie industrielle*, n° 96, pp. 29-54.

LOCATELLI Catherine (1998), *Energie et transition en Russie: les nouveaux acteurs industriels*, L'Harmattan, Paris.

LUCIANI Giacomo (2011), "Global Oil Supplies: The Impact of Resource Nationalism and Political Instability", *CEPS Working Document*, n° 350, Centre for European Policy Studies, Brussels.

MABRO Robert (2008), "On the Security of Oil Supplies, Oil Weapons, Oil Nationalism and All That", *OPEC Energy Review*, vol. XXXII, n° 1, pp. 1-12.

MABRO Robert, BACON Robert, CHADWICK Margaret, HALLIWELL Mark, LONG David (1986), *The Market for North Sea Crude Oil*, Oxford University, Oxford.

MAHER Maria E. (1997), "Transaction Cost Economics and Contractual Relations," *Cambridge Journal of Economics*, vol. 21, n° 2, pp. 147-70.

MALIA Martin (1995), *La tragédie soviétique. Histoire du socialisme en Russie 1917-1991*, Seuil, Paris.

MANIRUZZAMAN A. F. M. (2008), "The Pursuit of Stability in International Energy Investment Contracts: A Critical Appraisal of the Emerging Trends", *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 2, pp. 121-157.

MARCEL Valérie (2006), *Oil Titans. National Oil Companies in the Middle East*, Chatham House, London ; Brookings Institution Press, Washington D.C.

MARTIN Jean-Marie (1992), *Economie et politique de l'énergie*, Armand Colin, Paris.

MATHIEU Yves (2004), "Ressources et réserves de la Russie", *Pétrole et Techniques*, n° 453, pp. 88-98.

McCANN Kevin (1991), "Soviet Energy. Crisis or Collapse?", *Energy Policy*, vol. 19, n° 4, pp. 364-373.

MEAD Walter J. (1994), "Towards an Optimal Oil and Gas Leasing System", *The Energy Journal*, vol. 15, n° 4, pp.1-18.

MEGGINSON William L. et NETTER Jeffrey N. (2001), "From State to Market: A Survey of Empirical Studies on Privatization", *Journal of Economic Literature*, vol. 34, n° 2, pp. 321-389.

MÉNARD Claude (2010), "Oliver E. Williamson : Des organisations aux institutions", *Revue d'économie politique*, vol. 120, n°3, pp. 421-439.

MÉNARD Claude (2005), "A New Institutional Approach to Organization", in C. Ménard et M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 281-318.

MENARD Claude (2003), "L'approche néo-institutionnelle : des concepts, une méthode, des résultats", *Cahiers d'économie politique*, n° 44, pp. 103-115.

MÉNARD Claude (2001), "Methodological Issues in New Institutional Economics" *Journal of Economic Methodology*, vol. 8, n° 1, pp. 85-92.

MÉNARD Claude et SHIRLEY Mary M. (2011), "The Contribution of Douglass North to New Institutional Economics" [en ligne], in *Economic Institutions, Rights, Growth, and Sustainability: The Legacy of Douglass North*, Cambridge University Press, Cambridge [à paraître].
<http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/62/42/97/PDF/2011--Menard_Shirley_North_and_NIE--CUP.pdf> [consulté le 03/04/2012]

MÉNARD Claude et SHIRLEY Mary M. (2005), "Introduction", in C. Ménard et M. M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 1-18.

MENDRAS Marie (2008), *Russie. L'envers du pouvoir*, Odile Jacob, Paris.

MESNARD Mathilde (1999), "Emergence des groupes et *Corporate Governance* en Russie", *Economie internationale*, n° 77, pp. 131-160.

MILOV Vladimir, COBURN Léonard L. et DANCHENKO Igor (2006), "Russia's Energy Policy, 1992-2005", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 47, n° 3, pp. 310-338.

MOE Arild et KRYUKOV Valery (2010), "Oil Exploration in Russia: Prospects for Reforming a Crucial Sector", *Eurasian Geography and Economics*, Vol. 51, n° 3, pp. 312-329.

MOE Arild et KRYUKOV Valery (1994), "Observations on the Reorganization of the Russian Oil Industry", *Post-Soviet Geography*, vol. 35, n° 2, pp. 89-101.

MOE Arild (2009), "Management of Russian Petroleum Resources: Obstacles to Long Term Policies" [en ligne], *Bofit Seminar, Long Term Growth Potential of Russia and China*, Helsinki, 19 March.
<<http://www.suomenpankki.fi/bofit/tutkimus/tyopajat/aiemmat/Documents/Moe.pdf>>
[consulté le 20/05/2011]

MOE Arild (2008), "Status of Legislation for Foreign Investment in the Russian Petroleum Sector and on the Continental Shelf" [en ligne], *RUSSCASP Research Notes*, 22, Fridtjof Nansen Institute, Lysaker. http://www.fni.no/russcasp/AM-investment_legislation.pdf [consulté le 12/01/2009]

MOMMER Bernard (2002), *Global Oil and the Nation State*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

MOMMER Bernard (1999), *Oil Prices and Fiscal Regimes*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

MOSS-CORDERO Giuditta (2000), "Arbitrability of Disputes Regarding Petroleum Investments in Russia and the Validity of an International Arbitral Award" [en ligne], *CEPMLP the Journal*, vol. 7-15, University of Dundee <<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/vol7/article7-15.html>> [consulté le 20/05/2011].

MOSS-CORDERO Giuditta (1998), "Contract or Licence? Regulation of Petroleum Investment in Russia and the Role of Foreign Legal Advice", *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 16, n° 2, pp. 186-198.

MOUREAU Nathalie et Rivaud-Danset Dorothée (2004), *L'incertitude dans les théories économiques*, La découverte, Paris (Coll. Repères).

MURREL Peter (2006), "Institution and Transition", in S. N. Durlauf et L. E. Blume (eds), *New Palgrave Dictionary of Economics*, 2nd ed., Palgrave MacMillan, London.

MURREL Peter (2005), "Institutions and Firms in Transition Economies", in C. Ménard et M. M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 667-699.

MURREL Peter (1991), "Evolution in Economics and in the Economic Reform of the Centrally Planned Economies", *Center for Institutional Reform and the Informal Sector Working Papers*, n° 19, University of Maryland, College Park.

MUSLUMOV Zaur (2010), "Russia's Petroleum-Taxation Dilemma", *Petroleum Economist*, vol. 77, n° 9, pp. 25-26.

MYRDAL Gunnar (1978), "Institutional Economics", in C. Ferraton (2008), *Les valeurs guident et accompagnent notre recherche. L'institutionnalisme de Myrdal*, ENS éditions, Paris, pp. 71-85.

NAPPERT Sophie (2010), "EU-Russia Relations in the Energy Field. The Continuing Role of International Law", *IAEE Energy Forum*, Third Quarter, pp. 10-14.

NEE Victor (1998), "Norms and Networks in Economic and Organizational Performance", *American Economic Review*, vol. 88, n° 2, pp. 85-89.

NEKIPELOV Alexandre (2012), "L'instauration d'une économie de marché", in J. Sapir (éd.), *La transition russe, vingt ans après*, éditions des Syrtes, Paris, pp. 67-118.

NELLIS John (2002), *The World Bank, Privatization and Enterprise Reform in Transition Economies* [en ligne], Center for Global Development, Washington D.C. <http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=288903> [consulté le 20/05/2011]

NICHOLLS Tom (2004), “TNK-BP. It’s Make or Break for Kovykta”, *Petroleum Economist*, vol. 71, n° 3, pp. 4-5.

NOËL Pierre (2002), *Production d’un ordre pétrolier libéral. Une politique normative américaine dans les relations internationales entre 1980 et 2000*, thèse de doctorat en Science Politique, Université de Grenoble II – Pierre Mendès-France, Institut d’Etudes Politiques de Grenoble.

NOËL Pierre (2000), “La constitutionnalisation du régime juridique international des investissements pétroliers et la reconstruction du marché mondial”, *Cahiers de recherche*, n° 20, IEPE, Grenoble.

NORENG Øystein (2010), “Brazil and Norway – Offshore Petroleum Experiences and Lessons”, *Journal of Energy and Development*, vol. 35, n° 1 & 2, pp. 79-99.

NORENG Øystein (1996), “National Oil Companies and Their Government Owners: The Politics of Interaction and Control”, *Journal of Energy and Development*, vol. 19, n° 2, pp. 197-226.

NORENG Øystein (1980), *Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*, International Research Center for Energy and Economic Development, Boulder.

NORTH Douglass C., WALLIS John J. et WEINGAST Barry R. (2010), *Violence et ordres sociaux*, Gallimard, Paris (bibliothèque des sciences humaines).

NORTH Douglass C. (2005a), “Institutions and the Performance of Economies Over Time”, in C. Ménard et M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 21-30.

NORTH Douglass C. (2005b), *Le processus du développement économique*, éditions d’Organisation, Paris.

NORTH Douglass C. (1997), “The Contribution of the NIE to an Understanding of the Transition Problem” [en ligne], *WIDER Annual Lectures 1*, UNU World Institute for Development Economics Research, Helsinki <http://www.wider.unu.edu/publications/annual-lectures/en_GB/AL1/files/78091860219333220/default/annua-lecture-1997.pdf> [consulté le 20/05/2011]

NORTH Douglass C. (1993), “Institutions and Credible Commitment”, *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, vol. 149, n° 1, pp. 11-23.

NORTH Douglass C. (1991), “Institutions”, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, n° 1, pp. 97-112.

NORTH Douglass C. (1990), *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*, Cambridge University Press, Cambridge.

NYE John (2008), "Institutions and the Institutional Environment", in E. Brousseau et J-M. Glachant (eds.), *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 67-80.

NYGAARD Christian A. B. (2003), *The Russian Oil Industry in Transition – Institutional and Organisational Reform*, thesis for the Degree of Doctor of Philosophy, Department of Central & Eastern European Studies, University of Glasgow, Glasgow.

O'Sullivan Stephen (2003), "Pipelines Politics", *Petroleum Economist*, vol. 70, n°5, pp. 26-27.

OECD (2011), *Russian Federation*, OECD, Paris (OECD Economic Survey).

OECD (2009), *Russian Federation*, OECD, Paris (OECD Economic Survey).

OECD (2008), *OECD Investment Policy Review: Russian Federation. Strengthening the Policy Framework for Investment*, OECD, Paris.

OECD (2006), *Russian Federation*, OECD, Paris (OECD Economic Survey).

OECD (2002), *Russian Federation*, OECD, Paris (OECD Economic Survey).

OECD (1997), *Russian Federation*, OECD, Paris (OECD Economic Survey).

OOMES Nienke et KALCHEVA Katerina (2007), "Diagnosing Dutch Disease: Does Russia Have the Symptoms?", *BOFIT Discussion Papers*, n° 7, Institute for Economics in Transition, Helsinki.

OPPER Sonja (2008), "New Institutional Economics and Its Application on Transition and Developing Economies", in E. Brousseau et J-M. Glachant (eds.), *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 389-405.

ORTTUNG Robert W. (2009), "Energy and State-Society Relations. Socio-Political Aspects of Russia's Energy Wealth", in J. Perovic, R. W. Orttung et A. Wenger (eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations*, Routledge, London, pp. 51-70.

OSMUNDSEN Petter, ASCHE Frank, MISUND Bard et MOHN Klaus (2006), "Valuation of International Oil Companies", *The Energy Journal*, vol. 27, n° 3, pp. 49-64.

OSTROM Elinor et SCHLAGER Edella (1992), "Property-Rights Regimes and Natural Resources: A Conceptual Analysis", *Land Economics*, vol. 68, n° 3, pp. 249-262.

PANOV Ivan (2008), "Constraints of Foreign Investments to Subsoil Use in Russia", *Journal of World Law & Business*, vol. 1, n° 3, pp. 222-236.

PAUWELS Jean-Pierre et SWARTENBROEKX Carine (2002), "La politique pétrolière russe: entre le G.8 et l'Arabie Saoudite", *Revue de l'énergie*, n° 537, pp. 366-378.

PAVLOVA A. V. (2008), "The Organizational and Legal Mechanism of Control of the Insolvency and Bankruptcy Institution as an Economic Growth Factor", *Studies on Russian Economic Development*, vol. 19, n° 1, pp. 89-95.

PENROSE Edith T. (1959), "Profit Sharing Between Producing Countries and Oil Companies", *The Economic Journal*, vol. 69, n° 274, pp. 238-254.

PERCEBOIS Jacques (2009), Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide-t-elle à comprendre des évolutions ?, *Cahier de recherches*, n° 09.02.81, CREDEN, Université de Montpellier I, 33p.

PERCEBOIS Jacques (1989), *Economie de l'énergie*, Economica, Paris.

PLEINES Heiko (2009), "Developing Russia's Oil and Gas Industry. What Role for the State?", in J. Perovic, R. W. Orttung et A. Wenger (eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations. Implications for Conflict and Cooperation*, Routledge, London, pp. 71-86.

POUSSENKOVA Nina (2007), *Lord of the Rigs: Rosneft as a Mirror of Russia's Evolution* [en ligne], James Baker III Institute for Public Policy, Rice University, Houston <http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Papers/NOC_Rosneft_Nina.pdf> [consulté le 24/10/2011]

PRATT John W. et ZECKHAUSER Richard J. (1991) (eds), *Principals and Agents: The Structure of Business*, 2nd ed., Harvard Business School Press. "Principals and Agents: An Overview", pp. 1-25.

PREVOST Benoît (2010), "Douglass North : hétérodoxie néo-institutionnelle versus néolibéralisme ? Eléments pour un débat sur les réformes institutionnelles dans les PVD" [en ligne], *Revue de la régulation*, n°7. <<http://regulation.revues.org/7719>> [consulté le 08/01/2011]

PRIMAKOV Evgueni (2009), *Le monde sans la Russie ? A quoi conduit la myopie politique*, Economica, Paris.

RADON Jenik (2007), "How to Negotiate an Oil Agreement", in M. Humphreys, J. D. Sachs et J. S. Stiglitz (eds.), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, New York, pp. 89-113.

RADYGIN Alexander (2003), "Privatization, Ownership Redistribution, and Formation of the Institutional Basis for Economic Reforms", in Y. Gaidar (ed.), *The Economics of Russian Transition*, MIT Press, Cambridge, pp. 395-459.

RADYGIN Alexander et SHMELEVA Natalia (2003), "Main Corporate Governance Mechanisms and Their Specific Features in Russia", in Y. Gaidar (ed.), *The Economics of Russian Transition*, MIT Press, Cambridge, pp. 460-510.

RAMSTAD Yngve (1996), "Is a Transaction a Transaction?", *Journal of Economics Issues*, vol. 30, n° 2, pp. 413-425.

RANDALL Alan (1978), "Property Institutions and Economic Behavior", *Journal of Economic Issues*, vol. XII, n° 1, pp. 1-20.

REYNOLDS Douglas B. et KOLODZIEJ Marek (2007), "Institutions and the Supply of Oil: A Case Study of Russia", *Energy Policy*, vol. 35, n° 2, pp. 939-949.

RICARDO David (1981), *Des principes de l'économie politique et de l'impôt*, traduit d'après la 3^e éd. de 1821, Flammarion, Paris.

ROBINSON Neil (2009), "August 1998 and the Development of Russia's Post-Communist Political Economy", *Review of International Political Economy*, vol. 16, n° 3, pp. 433-455.

ROBINSON James A., TORVIK Ragnar et VERDIER Thierry (2006), "Political Foundations of the Resource Curse", *Journal of Development Economics*, vol. 79, n° 2, pp. 447-468.

RODRIGUEZ-PADILLA Victor (1994), "Les Sociétés nationales et la modernisation du régime fiscal dans les pays exportateurs d'hydrocarbures", *Economies et Sociétés*, tome XXVIII, n° 9, série Economie de l'énergie, EN 6, pp. 137-152.

RODRIK Dani (2008), "Second-Best Institutions", *American Economic Review*, vol. 98, n° 2, pp. 100-104.

ROLAND Gérard (2008), "Economic Theory and Transition: What Lessons from North Korea?" [en ligne], Keynote lecture, *NAIS conference*, 21st February <<http://emlab.berkeley.edu/~groland/pubs/NAIStransition.pdf>> [consulté le 20/05/2011]

ROLAND Gérard (2004), "Understanding Institutional Change: Fast-Moving and Slow-Moving Institutions", *Studies in Comparative International Development*, vol. 38, n° 4, pp. 109-131.

ROLAND Gérard (2000), *Transition and Economics: Politics, Markets and Firms*, MIT Press, Cambridge.

ROSNEFT, *Annual Report* [dates diverse].

ROSS Michael L. (2001), "Does Oil Hinder Democracy?", *World Politics*, vol. 53, n° 3, pp. 325-361.

ROSS Michael L. (1999), "The Political Economy of the Resource Curse", *World Politics*, vol. 51, n° 2, pp. 297-322.

ROTILLON Gilles (2005), *Economie des ressources naturelles*, La Découverte, Paris (Coll. Repères).

ROUSSEAU Isabelle (2007), "A la recherche d'une meilleure gouvernance d'entreprise : Petroleos Mexicanos (Pemex)", *Les études du CERI*, n° 136, Centre d'études et de recherches internationales, Paris.

RUTHERFORD Malcolm (1996), *Institutions in Economics. The Old and the New Institutionalism*, Cambridge University Press, Cambridge.

RUTHERFORD Malcolm (1983), "J. R. Commons's Institutional Economics", *Journal of Economic Issues*, vol. XVII, n° 3, pp. 721-744.

RUTLEDGE Ian (2004), "The Sakhalin II PSA – a Production "Non-Sharing" Agreement. Analysis of Revenue Distribution" [en ligne], Sheffield Energy & Resources Information Services. <<http://www.carbonweb.org/documents/SakhalinPSA.pdf>> [consulté le 15/05/2007]

SACHS Jeffrey D. et WARNER Andrew M. (2001), "The Curse of Natural Resources", *European Economic Review*, vol. 45, n° 4-6, pp. 827-838.

SACHS Jeffrey D. et WARNER Andrew M. (1995), "Natural Resource Abundance and Economic Growth", *National Bureau of Economic Research Working Paper*, n°5398, NBER, Cambridge, Massachusetts.

SAGERS Matthew J. (2006a), "The Regional Dimension of Russian Oil Production: Is a Sustained Recovery in Prospect?", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 47, n° 5, pp. 505-545.

SAGERS Matthew J. (2006b), "Russia's Energy Policy: A Divergent View", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 47, n° 3, pp. 314-320.

SAPIR Jacques (2012), "Vingt années de transition. Economie politique du changement systémique", in J. Sapir (éd.), *La transition russe, vingt ans après*, éditions des Syrtes, Paris, pp. 183-233.

SAPIR Jacques (2010), "La crise en Russie : un phénomène d'une durée limitée et aux causes diverses", *Géopolitique*, n°109, pp. 83-94.

SAPIR Jacques (2007), "Quel bilan économique pour les années Poutine ?" [en ligne], *Documents de travail du CEMI*, n° 07-1, Centre d'études des modes d'industrialisation, Paris <<http://cemi.ehess.fr/docannexe.php?id=1169>> [consulté le 05/06/2008]

SAPIR Jacques (2005a), *Quelle économie pour le XXI^e siècle ?*, Odile Jacob, Paris.

SAPIR Jacques (2005b), "Diversité des trajectoires et effet de sentier : les transitions post-soviétiques", *Revue d'études comparatives Est-Ouest*, vol. 36, n° 2, pp. 117-208.

SAPIR Jacques (2001), "La crise financière russe d'août 1998, tournant de la transition en Russie ?" [en ligne], *Documents de travail du CEMI*, n°01-1, Centre d'études des modes d'industrialisation, Paris <<http://cemi.ehess.fr/docannexe.php?id=966>> [consulté le 05/06/2011]

SAPIR Jacques (1996), *Le chaos russe*, La Découverte, Paris.

SAPIR Jacques (1995), "L'économie soviétique : origine, développement, fonctionnement", *Historiens et Géographes*, n° 351, pp. 175-188.

SAPIR Jacques (1990), *L'économie mobilisée. Essai sur les économies de type soviétique*, La Découverte, Paris.

SAPPINGTON David E. et STIGLITZ Joseph E. (1987), "Privatization, Information and Incentives", *Journal of Policy Analysis and Management*, vol. 6, n° 4, pp. 567-582.

SAUSSIÉ Stéphanie (2000), "When Incomplete Contract Theory Meets Transaction Cost Economics: a Test", in C. Ménard (ed.), *Institutions, Contracts and Organizations. Perspectives from New Institutional Economics*, Edward Elgar, Cheltenham, pp. 376-398.

SAUSSIÉ Stéphanie et YVRANDE-BILLON Anne (2007), *Economie des coûts de transaction*, La Découverte, Paris (Coll. Repères).

SCHRIJVER Nico (1997), *Sovereignty over Natural Resources. Balancing Rights and Duties*, Cambridge University Press, Cambridge.

SHIRLEY Mary M. et WALSH Patrick (2001), "Public Versus Private Ownership: The Current State of the Debate" [en ligne], *World Bank Policy Research Working Paper*, n° 2420. <http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=261854#PaperDownload> (consulté le 05/05/2006)

SHIRLEY Mary M. et LIXIN Colin Xu (1998), "Information, Incentives and Commitment: An Empirical Analysis of Contracts between Government and State Enterprises", *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 14, n° 2, pp. 358-378.

SHLEIFER Andrei (2005), "Russian after Communism", in A. Shleifer (ed.), *A Normal Country. Russia after Communism*, Harvard University Press, Cambridge, MA, pp. 1-8.

SHLEIFER Andrei (1994), "Establishing Property Rights", *Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics*, World Bank, Washington D.C., pp. 93-117.

SHLEIFER Andrei et VISHNY Robert W. (1997), "A Survey of Corporate Governance", *Journal of Finance*, vol. LII, n° 2, pp. 737-783.

SIMON Herbert A. (1991), "Organizations and Markets", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, n° 2, pp. 25-44.

SKYNER Louis (2011), "Revising Russia's Energy Strategy", *Chatham House Briefing Paper*, Chatham House, London.

SKYNER Louis (2005), "The Regulation of Subsoil Resource Usage: The Erosion of the "Two-Key" Principle and its Inclusion into the Framework of Civil Law", *Review of Central and East European Law*, n° 2-4, pp. 127-157.

SOKOLOFF Georges (2003), *Métamorphose de la Russie 1984-2004*, Fayard, Paris.

SPRENGER Carsten (2002), "Ownership and Corporate Governance in Russian Industry: a Survey" [en ligne], *Working Paper*, n°70, European Bank for Reconstruction and Development <<http://www.ebrd.com/downloads/research/economics/workingpapers/wp0070.pdf>> [consulté le 05/03/2008]

STEVENS Paul (2010), "The History of Oil" [en ligne], *Polinares project Working Papers*, n° 3 <http://www.polinares.eu/docs/d1-1/polinares_wpl_history_oil.pdf> [consulté le 20/05/2011].

STEVENS Paul (2008a), "National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle", *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 5-29.

STEVENS Paul (2008b), "A Methodology for Assessing the Performance of National Oil Companies", *World Bank background paper for a study on National Oil Companies and Value Creation*, World Bank, Oil, Gas and Mining Policy Division, Washington D.C.

STEVENS Paul et DIETSCHE Evelyn (2008), "Resource Curse: An Analysis of Causes, Experiences and Possible Ways Forward", *Energy Policy*, vol. 36, n° 1, pp. 56-65.

STEVENS Paul et MITCHELL John V. (2008a), "Resource Depletion, Dependence and Development: Can Theory Help?", *Programme Papers*, Chatham House, London.

STEVENS Paul et MITCHELL John V. (2008b), "Ending Dependence – Hard Choices for Oil-Exporting States", *Chatham House Reports*, Chatham House, London.

STIGLITZ E. Joseph (2007), "What is the Role of the State?", in M. Humphreys, J. Sachs, and J.E. Stiglitz (eds.), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, New York, pp. 23-52.

STIGLITZ E. Joseph (2002), "Information and the Change in the Paradigm in Economics", *American Economic Review*, vol. 92, n° 3, pp. 460-501.

STIGLITZ E. Joseph (2000), "Quis Custodiet Ipsos Custodes ? Les défaillances du gouvernement d'entreprise dans la transition", *Revue d'économie du développement*, n° 1-2, pp. 33-70.

STIGLITZ E. Joseph (1999), "Whither Reform? Ten Years of the Transition" [en ligne], in B. Pleskovic et J. E. Stiglitz (eds.), *Annual World Bank Conference on Development Economics 1998*, World Bank, Washington D.C., April. <<http://siteresources.worldbank.org/INTABCDEWASHINGTON1999/Resources/stiglitz.pdf>> [consulté le 20/05/2011]

TABATA Shinichiro (2009), "The Influence of High Oil Prices on the Russian Economy: A Comparison with Saudi Arabia", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 50, n° 1, pp. 75-92.

TABATA Shinichiro (2002), "Russian Revenues from Oil and Gas Export: Flow and Taxation", *Eurasian Geography and Economics*, vol. 43, n° 8, pp. 610-627.

TAVERNE Bernard (1994), *An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry. Laws, Contracts and Conventions*, Graham et Trotman, London (International Energy and Resources Laws and Policy Series).

THELEN Kathleen (2003), "Comment les institutions évoluent : perspectives de l'analyse comparative historique", *L'année de la régulation*, n° 7, 2003-2004, pp. 13-43.

THERET Bruno (2003), "Institutionnalismes et structuralismes : oppositions, substitutions ou affinités électives ?", *Cahiers d'économie politique*, n° 44, pp. 51-78.

THERET Bruno (2000), "Nouvelle économie institutionnelle, économie des conventions et théorie de la régulation : vers une synthèse institutionnaliste ?", *La lettre de la régulation*, n° 35, pp. 1-4.

THOMTON Judith (2009), "The Impact of Nationalisation and Insecure Property Rights on Oil & Gas in Russia's Asia Pacific", *GIARI occasional Papers*, n° 2009-E-7, Global Institute for Asian Regional Integration, Tokyo.

TOFT Peter et DUERO Arash (2011), "Reliable in the Long Run? Petroleum Policy and Long-Term Oil Supplier Reliability", *Energy Policy*, vol. 39, n° 10, pp. 6583-6594.

TOMPSON William (2008), "Back to the future? Thoughts on the Political Economy of Expanding State Ownership in Russia", *Cahiers Russie*, n° 6, CERI, Paris.

TOMPSON William (2005), "Réécrire la loi sur les sous-sols en Russie : de la souveraineté au droit civil ?" [en ligne], *Russie.CEI.Visions*, n° 3, IFRI, Paris <http://www.ifri.org/files/Russie/Tompson_francais.pdf> [consulté le 03/07/2006]

TOMPSON William et MARCOUX Sonia (2006), "Un Venezuela du froid ? La « malédiction des ressources » et la politique russe", *Politique étrangère*, 2006/1, pp. 37-50. <<http://www.cairn.info/revue-politique-etrangere-2006-1.htm>> [consulté le 25/10/2008]

TORDO Silvana, JOHNSTON David et JOHNSTON Daniel (2010), "Petroleum Exploration and Production Rights. Allocation Strategies and Design Issues", *World Bank Working Papers*, n° 179, World Bank, Washington D.C.

TORDO Silvana, TRACY Brandon et ARFAA Noora (2011), *National Oil Companies and Value Creation*, Vol. 1 & 2, Energy Sector Management Assistance Program, World Bank, Washington D.C.

UNITED NATIONS CENTRE ON TRANSNATIONAL CORPORATIONS (1987), "Financial and Fiscal Aspects of Petroleum Exploitation", *UNCTC Advisory Studies*, series B, n° 3, United Nations, New York.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT (2007), *Bilateral Investment Treaties 1995-2006: Trends in Investment Rulemaking*, UNCTAD, Geneva.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT (1995a), *Comparative Analysis of Petroleum Exploration Contracts*, UNCTAD, Geneva.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT (1995b), *Administration of Fiscal Regimes for Petroleum Exploration and Development*, UNCTAD, Geneva.

VAN DER LINDE Coby (2000), *The State and the International Oil Market*. Kluwer, Dordrecht.

VAN MEURS Pedro (1988), "Financial and Fiscal Arrangements for Petroleum Development: an Economic Analysis", in N. Beredjick et T. Wälde (eds.), *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Graham & Trotman, London, pp. 47-79.

VANDERBERG Paul (2002), "North's Institutionalism and the Prospect of Combining Theoretical Approaches", *Cambridge Journal of Economics*, vol. 26, n° 2, pp. 217-235.

VERCUEIL Julien (2003), "Institutionnalisme et évolutionnisme sont-ils complémentaires ? La transition comme mise à l'épreuve", *Economie et institutions*, n° 3, pp. 74-97.

VERNON Raymond (1973), *Les entreprises multinationales*, Calmann-Lévy, Paris.

VICTOR Nadeja Makarova (2007), "On Measuring the Performance of National Oil Companies (NOCs)", *Program on Energy and Sustainable Development working papers*, WP64, Stanford University.

VIVODA Vlado (2009), "Resource Nationalism, Bargaining and International Oil Companies: Challenges and Change in the New Millennium", *New Political Economy*, vol. 14, n° 4, pp. 517-534.

VYGON Grigory (2009), "Russia Redesigns Fiscal Policy to Boost Oil E&P", *Oil & Gas Journal*, vol. 107, n° 15, pp. 18-21.

WÄLDE Thomas W. (2008), "Renegotiating Acquired Rights in the Oil and Gas Industries: Industry and Political Cycles Meet the Rule of Law", *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 55-97.

WÄLDE Thomas W. (1996), "International Energy Investment", *Energy Law Journal*, vol. 7, n° 191, pp. 191-215.

WÄLDE Thomas W. (1994), "Stabilizing International Investment Commitments: International Law *versus* Contract Interpretation", *Professional Papers*, n° 13, Centre for Petroleum and Mineral Law and Policy, Dundee.

WÄLDE Thomas W. (1988), "Investment Policies in the International Petroleum Industry-Responses to the Current Crisis", in N. Beredjick et T. Wälde (eds.), *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Graham & Trotman, London, pp. 7-27.

WATSON N.J. (2011), "Rosneft Redux", *Petroleum Economist*, vol. 78, n°9, p. 38.

WATSON N.J. (2008), "Market Looks Down on Lukoil", *Petroleum Economist*, Vol. 75, n° 7, p. 14

WEINGAST Barry R. (2005), "The Performance and Stability of Federalism: An Institutional Perspective", in C. Ménard et M. M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 149-172.

- WEINGAST Barry R. (1993), "Constitutions as Governance Structures: The Political Foundations of Secure Markets", *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, vol. 149, n° 1, pp. 286-311.
- WILLIAMSON Oliver E. (2005a), "Transaction Cost Economics", in C. Ménard et M. M. Shirley (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 41-65.
- WILLIAMSON Oliver E. (2005b), "The Economics of Governance", *American Economic Review*, vol. 95, n° 2, pp. 1-18.
- WILLIAMSON Oliver E. (2000), "The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead", *Journal of Economic Literature*, vol. 38, n° 3, pp. 595-613.
- WILLIAMSON Oliver E. (1996), *The Mechanisms of Governance*, Oxford University Press, Oxford.
- WILLIAMSON Oliver E. (1994), *Les institutions de l'économie*, InterEditions, Paris.
- WILLIAMSON Oliver E. (1991), "Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives", *Administrative Science Quarterly*, vol. 36, n° 2, pp. 269-296.
- WILLIAMSON Oliver E. (1984), "The Economics of Governance: Framework and Implications", *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, vol. 140, pp. 195-223.
- WOLF Christian O. H. (2009), "Does Ownership Matter? The Performance and Efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987-2006)", *Energy Policy*, vol. 37, n° 7, pp. 2642-2652.
- WORLD BANK (2009), "Overview of the Political and Economic Arguments in Favor of and Against the Establishment of NOC", *World Bank Draft*, World Bank, Washington D. C.
- WORLD BANK (2005), *From Transition to Development. A Country Economic Memorandum for the Russian Federation*, World Bank, Washington D.C.
- WORLD BANK (2004), *Russian Economic Report*, n° 7, World Bank, Washington D.C.
- WORLD BANK (2002), *World Development Report 2002. Building Institutions for Markets*, Oxford University Press, Oxford.
- YENIKEYEFF Shamil (2011), "BP, Russian Billionaires, and the Kremlin. A Power Triangle that Never Was", *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- ZHURARSAKAYA Ekaterina (2007), "Whither Russia? A Review of Andrei Shleifer's *A Normal Country*", *Journal of Economic Literature*, vol. 45, n° 1, pp. 127-146.

Périodiques

ARGUS FSUE, divers numéros.

BOFIT Weekly, divers numéros.

Le Monde, divers numéros.

Le Monde diplomatique, divers numéros.

Les Echos, divers numéros.

Petroleum Intelligence Weekly, divers numéros.

Pétrostratégies, divers numéros.

The Economist, divers numéros.

The Moscow Times, divers numéros.

Rapports annuels des compagnies pétrolières russes [dates diverses]

Table des matières

Introduction générale.....	1
1. Les « analyses standards » de la réorganisation de l'industrie pétrolière russe.....	3
2. Les insuffisances des « analyses standards ».....	8
3. Problématique, positionnement théorique et hypothèse de travail.....	9
4. Plan.....	16
CHAPITRE 1. UNE GRILLE DE LECTURE DES STRUCTURES DE GOUVERNANCE PETROLIERE.....	17
Introduction.....	18
Section 1. L'analyse transactionnelle au sein de la Nouvelle économie institutionnelle.....	28
1.1. Les droits de propriété dans l'analyse néo-institutionnelle.....	30
1.1.1. Les droits de propriété pour domestiques l'incertitude endogène.....	30
1.1.2. Les droits de propriété comme règles sociales façonnant les incitations des individus.....	33
1.2. L'approche contractuelle de la théorie de l'agence : contrat complet et réponse aux problèmes de coordination <i>ex ante</i>	36
1.3. La perspective de l'économie des coûts de transaction : une attention portée aux problèmes de coordination <i>ex post</i>	39
Section 2. L'analyse transactionnelle d'une structure de gouvernance pétrolière libérale.....	44
2.1. L'atténuation des droits de propriété lors de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier d'une structure de gouvernance libérale.....	45
2.1.1. Le caractère partiel des droits transférés aux compagnies pétrolières privées.....	46
2.1.2. Le caractère temporaire des droits transférés aux compagnies privées.....	47
2.1.3. Le caractère potentiellement non sécurisé des droits transférés aux compagnies privées.....	48
2.2. Convergences et divergences d'intérêts : les éléments constitutifs de la transaction fondatrice d'une structure de gouvernance libérale.....	49
2.2.1. L'exploration d'une province pétrolière.....	49
- L'incitation à maximiser la valeur des actifs et les stratégies d'exploration des compagnies privées.....	50
- La durée des droits d'accès et les stratégies d'exploration des compagnies privées.....	56

- Les stratégies d'exploration des compagnies privées sensibles à l'aléa de souveraineté.....	57
2.2.2. Le rythme de déplétion des gisements : l'horizon temporel différent au sein duquel les deux acteurs peuvent s'inscrire.....	59
- L'incitation à maximiser la valeur des actifs et la stratégie de déplétion des réserves des compagnies pétrolières privées.....	60
- Le caractère incomplet et temporaire des droits de propriété sur les ressources transférés aux compagnies privées.....	62
- Aléa de souveraineté et taux de déplétion.....	62
- Les liens entre la politique de déplétion et les intérêts macroéconomiques des Etats.....	64
2.2.3. Les contraintes à la captation de la rente pétrolière par les Etats propriétaires....	65
2.3. Les conditions de la mise en cohérence interne de la structure de gouvernance libérale.....	69
2.3.1. Le régime fiscal comme élément pivot des contrats pétroliers.....	70
- La littérature sur la fiscalité pétrolière : la neutralité comme critère « d'efficacité » des outils fiscaux.....	70
- Les limites à la recherche de la neutralité fiscale.....	75
2.3.2. Les règles de proscription et de prescription.....	79
2.3.3 Les clauses de stabilisation.....	81
- Les clauses de stabilisation, les clauses compromissaires et les clauses d'arbitrage : la dépolitisation en action.....	82
- L'arbitrage entre stabilité et flexibilité.....	86
Section 3. Une analyse comparative entre des structures de gouvernance pétrolière hybrides et une structure de gouvernance libérale.....	88
3.1. La compagnie pétrolière publique comme substitut et comme complément à la coordination par les contrats	90
3.1.1. Substituabilité et complémentarité entre institutions.....	90
3.1.2. La compagnie pétrolière publique comme substitut à la coordination par les contrats.....	91
3.1.3. La compagnie pétrolière comme complément aux contrats.....	93
3.2. Les contreparties d'une structure de gouvernance pétrolière hybride.....	97
3.2.1. Le déficit d'efficacité opérationnelle de la compagnie publique : les termes du débat.....	98

3.2.2. Les problèmes du retournement de l'agent contre le principal et du renversement de la gouvernance.....	102
3.3. Les arbitrages transversaux d'une structure de gouvernance hybride.....	104
3.3.1. L'ouverture du capital de la compagnie publique aux investisseurs privés.....	104
3.3.2. Le cadre opérationnel et budgétaire au sein duquel évolue la compagnie pétrolière publique.....	105
3.3.3. Le cadre concurrentiel définissant l'accès aux ressources en terre.....	108
Conclusion.....	110
CHAPITRE 2. LA MISE EN PLACE DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE LIBERALE EN RUSSIE.....	112
Introduction.....	113
Section 1. Le cadre organisationnel et institutionnel de l'industrie pétrolière soviétique.....	116
1.1. L'organisation administrative et hiérarchisée de l'industrie pétrolière soviétique	116
1.2. La structure des droits de propriété.....	117
1.3. Les modes de coordination par planification et par marchandage.....	120
1.4. La gestion des ressources pétrolières dans le cadre du système soviétique.....	124
Section 2. La réorganisation-privatisation des actifs pétroliers en Russie.....	128
2.1. La réorganisation de l'industrie pétrolière sur la base des associations d'exploration et de production.....	128
2.2. Les deux phases de la privatisation de l'industrie pétrolière russe.....	129
2.2.1. La privatisation vers les <i>insiders</i> et la « méthode non standard » de privatisation.....	130
- La structure des droits de propriété	130
- Les problèmes en termes de corporate governance induits par la première phase de privatisation.....	131
2.2.2. Le programme <i>loans for shares</i> : concentration et consolidation de la propriété des holdings pétrolières.....	135
- La concentration de la propriété aux mains des oligarques.....	135
- Le processus de consolidation de la propriété des holdings engagé par les oligarques.....	138
- La structure de l'industrie pétrolière russe au sortir du programme <i>loans for shares</i>	139

2.3. La modification du mode de coordination entre l'Etat et les compagnies pétrolières privées	141
2.3.1. La loi sur les sous-sols	141
2.3.2. Le régime fiscal du début des années 1990.....	144
2.3.3. La loi sur les accords de partage de production.....	145
Conclusion.....	147
CHAPITRE 3. L'HYBRIDATION INSTITUTIONNELLE DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE LIBERALE EN RUSSIE (1992-2004).	148
Introduction.....	149
Section 1. Le manque d'effectivité des droits de propriété privés sur les actifs pétroliers en Russie	158
1.1. La gestion des actifs et des ressources en terre mise en œuvre par les compagnies pétrolières russes dans le cadre de la structure de gouvernance pétrolière libérale.....	159
1.1.1. La crise de l'industrie pétrolière russe (1992-1998).....	160
1.1.2. La modification des stratégies de gestion de la ressource et des actifs à la suite de la prise de contrôle effective des oligarques (1999-2004).....	163
- <i>Les facteurs du redressement de la production pétrolière</i>	164
- <i>La faiblesse des investissements dans l'exploration</i>	167
1.2. Incomplétude et insécurité des droits de propriété sur les actifs.....	170
1.2.1. L'incohérence entre les mécanismes internes de gouvernance et les mécanismes externes de gouvernance.....	172
- <i>L'absence d'effectivité du corps de lois définissant et protégeant les droits des actionnaires</i>	173
- <i>L'absence de gouvernance par le risque de faillite</i>	174
- <i>Les interactions entre les règles de différentes natures : une première approche</i>	177
1.2.2. L'incertitude sur le droit aux revenus tirés des actifs.....	180
1.2.3. L'incertitude sur le droit d'usage des actifs.....	182
Section 2. Les défaillances des dispositions contractuelles encadrant la transaction entre l'Etat et les compagnies privées	188
2.1. Les divergences d'intérêt entre les autorités fédérales et les compagnies pétrolières privées sur la question de la gestion des ressources en terre.....	189
2.1.1. Le rythme élevé du taux de déplétion et la crise d'exploration de l'industrie pétrolière russe.....	190

2.1.2. Les intérêts macroéconomiques de la Russie : une stratégie de diversification de la structure de production s'étalant sur une période de deux-trois décennies.....	193
2.2. Les difficultés pour assurer une régulation adéquate des opérations de l'amont pétrolier par le biais de la fiscalité dans le contexte russe.....	198
2.2.1. Les difficultés rencontrées par les autorités fédérales afin de capter la rente différentielle.....	200
2.2.2. La substitution des taxes régressives aux taxes progressives.....	202
2.2.3. Les conséquences sur les incitations des compagnies et le prolongement de l'analyse de l'interaction entre les différentes règles.....	205
2.3. Les difficultés rencontrées pour concilier flexibilité et stabilité par le biais des licences et des Accords de partage de la production.....	208
2.3.1. Les procédures d'attribution des licences.....	209
2.3.2. Les difficultés rencontrées pour stabiliser les anticipations des compagnies dans le cadre du régime juridique des licences.....	211
2.3.3. Les limites rencontrées par les tentatives de lier les mains de l'Etat pour sécuriser les anticipations des compagnies : l'exemple des APP.....	214
Conclusion.....	218
CHAPITRE 4. LA RECOMBINAISON INSTITUTIONNELLE DE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE PETROLIERE HYBRIDE RUSSE.....	219
Introduction.....	220
Section 1. La configuration de la structure de gouvernance pétrolière hybride russe.....	223
1.1. Les points fixes de référence qui définissent le poids relatif des différents rôles de la compagnie pétrolière publique dans une structure de gouvernance pétrolière hybride : un rappel.....	224
1.2. Les réformes de la structure de gouvernance pétrolière mises en place en Russie depuis le milieu des années 2000.....	227
1.2.1. Les acquisitions d'actifs et de licences par Rosneft et par Gazpromneft	227
1.2.2. Le cadre légal et concurrentiel d'accès aux ressources en terre pour les opérateurs.....	233
- L'accès préférentiel accordé aux compagnies pétrolières publiques.....	233
- La modification des conditions d'ouverture de l'amont pétrolier aux compagnies pétrolières internationales.....	234
1.3. La privatisation partielle des compagnies publiques russes et la définition d'un cadre opérationnel commercial.....	239

1.4. Conclusions intermédiaires concernant les réformes de la structure de gouvernance de l'industrie pétrolière russe.....	241
Section 2. Les rôles de complément et de substitut aux contrats joués par Rosneft.....	242
2.1. Rosneft comme substitut à l'instrumentalisation des licences pour orienter le comportement des compagnies.....	243
2.2. Rosneft comme complément à une coordination plus fine par la fiscalité.....	245
2.2.1. La faisabilité d'une réforme du régime fiscal.....	245
2.2.2. Les ajustements récents du régime fiscal	246
2.2.3. Le rôle de <i>benchmarking</i> de Rosneft.....	250
2.3. Rosneft comme complément au maintien d'arrangements contractuels flexibles.....	252
2.3.1. L'abandon des tentatives de stabilisation des anticipations des compagnies par le biais des outils juridiques visant à lier les mains de l'Etat.....	253
2.3.2. Vers une évolution de l'équilibre auto-exécutoire entre règles, croyances et comportements ?.....	257
Conclusion.....	261
Conclusion générale.....	262
Bibliographie.....	270
Table des matières.....	302
Table des illustrations	
Figure 1 : Une grille de lecture des structures de gouvernance pétrolière.....	23
Tableau 1.1 : Exemple du schéma de calcul de la RRT.....	75
Tableau 1.2 : Les coûts de contrôle et de surveillance des taxes pétrolières.....	79
Tableau 2.1 : Evolution de la production pétrolière soviétique (1960-1990).....	125
Tableau 2.2 : Les holdings pétrolières nées des réformes et leur composition initiale.....	129
Tableau 2.3 : Composition de la structure de propriété des principales holdings pétrolières à la suite des ventes aux enchères 1995-1997.....	137
Tableau 2. 4 : Répartition de la production pétrolière selon les acteurs de l'industrie pétrolière russe (en million de tonnes).....	140
Tableau 3.1 : Le déclin des indicateurs de performance des gisements de Sibérie occidentale.....	161
Tableau 3.2 : Evolution du nombre de puits fermés dans l'industrie pétrolière russe entre 1988 et 1996 (en % du nombre total de puits).....	162
Tableau 3.3 : Evolution des investissements dans l'industrie pétrolière russe entre 1991 et 1994.....	162
Tableau 3.4 : Evolution de la productivité moyenne des puits entre 1985 et 1995.....	162

Tableau 3.5 : Production par compagnie durant la phase de récupération de l'industrie pétrolière russe entre 1999 et 2004 (en milliers de tonnes par an).....	167
Tableau 3.6 : Les principaux mouvements de fusion des actifs dans l'industrie pétrolière russe durant la période de redressement de la production.....	169
Tableau 3.7 : L'évolution du nombre de procédures de faillites engagées en Russie (1993-2006).....	175
Tableau 3.8 : Les coûts de production des compagnies russes en 2003.....	202
Tableau 3.9 : Solde du budget fédéral (en % du PIB).....	203
Tableau 4.1 : Les principales compagnies pétrolières russes en 2003, 2009, 2010 (en termes de production).....	228
Tableau 4.2 : Actifs anciennement constitutifs de Yukos acquis par Rosneft.....	231
Tableau 4.3 : Les zones géographiques pour lesquelles les compagnies souhaitent des exemptions fiscales.....	248
 Graphique 1.1 : Utilisation des profits de la part des compagnies pétrolières internationales 2000-2007.....	52
Graphique 1.2 : Investissements dans l'exploration pétrolière et gazière 2000-2007.....	54
Graphique 1.3 : Taux de déplétion optimal et droits de propriété.....	63
Graphique 3.1 : L'évolution de la production pétrolière de la Fédération de Russie (en milliers de barils par jour).....	160
Graphique 3.2 : Evolution des forages dans l'amont pétrolier russe (1980-2004).....	168
Graphique 3.3 : Production et additions aux réserves de la Russie (1990-2006).....	191
Graphique 3.4 : Budget du gouvernement général de Russie.....	198
Graphique 3.5 : Revenus pétroliers (Etat fédéral et sujets de la fédération) et cours du pétrole.....	205
Graphique 4.1 : Evolution de la production de brut de Rosneft (en milliers de barils par jour).....	229
 Carte 3.1 : les principaux bassins pétroliers russes.....	193
 Encadré 2.1 : Les trois accords de partage de production signés en 1994/1995.....	146
Encadré 4.1 : Les principaux accords de partenariat entre les compagnies pétrolières internationales et les compagnies publiques russes depuis 2007.....	237

